

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01.Нефтегазовое дело  
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Обзор методов интенсификации горизонтальных скважин на карбонатных  
месторождениях на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного  
месторождения

|                              |               |               |                |
|------------------------------|---------------|---------------|----------------|
| Руководитель                 | _____         | доцент, к.т.н | М.Т. Нухаев    |
|                              | подпись, дата |               |                |
| Выпускник                    | _____         |               | Д.А. Тимошенко |
|                              | подпись, дата |               |                |
| Консультант:                 |               |               |                |
| Безопасность и экологичность | _____         |               | Е.В. Мусяченко |
|                              | подпись, дата |               |                |
| Нормоконтролер               | _____         |               | С.В. Коржова   |
|                              | подпись, дата |               |                |

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Тимошенко Дмитрию Алексеевичу

Группа ГБ13-03

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Обзор методов интенсификации горизонтальных скважин на карбонатных месторождениях на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения»

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22.05.2017.

Руководитель ВКР М.Т.Нухаев доцент кафедры РЭНГМ, канд.техн.наук.

Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Юрубчено-Тохомскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе, фондовая и периодическая литература.

Перечень разделов ВКР: 1.Геология месторождения, 2.Характеристика текущего состояния разработки, 3.Интенсификация горизонтальных скважин, 4.Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

подпись

Д.А. Тимошенко

«\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Обзор методов интенсификации горизонтальных скважин на карбонатных месторождениях на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения» состоит из 67 страницы и содержит 12 рисунков, 13 таблиц, 24 использованных источников.

Объектом исследования являются методы интенсификации притока жидкости к скважинам.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, СОЛЯНО-КИСЛОТНАЯ, ОБРАБОТКА, ТЕХНОЛОГИЯ ГНКТ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА (ГРП), ИНТЕНСИФИКАЦИЯ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ СТВОЛ.

Цель работы – обзор методов интенсификации притока жидкости к горизонтальным скважинам в карбонатных месторождениях на примере Юрубчено-Тохомского месторождения.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о географическо-административном положении Юрубчено-Тохомского месторождения и его природно-климатических условиях. Она содержит геолого-геофизические характеристики месторождения и особенности геологического строения.

Изучена технология проведения методов интенсификации, принципы воздействия гидроразрыва пласта (ГРП) и различных кислотных обработок на горизонтальный ствол.

Так же уделено внимание безопасности и экологичности.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| Введение.....  | 5  |
| 1 Геолого-физическая характеристика месторождения.....                                   | 6  |
| 1.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении.....                               | 6  |
| 1.2 Геологическое строение месторождения.....  | 8  |
| 1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....                              | 10 |
| 1.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов .....                   | 14 |
| 1.5 Физико-химические свойства флюидов .....   | 15 |
| 1.6 Запасы нефти и газа .....  | 20 |
| 2 Анализ разработки Юрубчено-Тохомского месторождения.....                               | 21 |
| 2.1 Анализ проектных данных .....  | 21 |
| 2.2 Анализ фонда скважин и его структура.....  | 23 |
| 2.3 Анализ технологических показателей разработки .....                                  | 25 |
| 3 Интенсификация добычи горизонтальных скважин .....                                     | 28 |
| 3.1 Причины снижения продуктивности скважин.....   | 28 |
| 3.2 Методы интенсификации добычи нефти.....  | 29 |
| 3.3 Интенсификация горизонтальных скважин соляной кислотой .....                         | 30 |
| 3.3.1 Самоотоотклоняющиеся жидкости .....  | 32 |
| 3.3.2 Растворение доломита соляной кислотной .....                                       | 36 |
| 3.3.3 Поинтервальные кислотные обработки.....  | 39 |
| 3.4 Технология стимуляции ГС .....   | 42 |
| 3.4.1 Технология безпакерной кислотной обработки.....                                    | 42 |
| 3.4.2 Технология поинтервальной обработки призабойной зоны ГС.....                       | 43 |
| 3.4.3 Технология поинтервальной обработки продуктивного пласта через<br>открытый ГС..... | 44 |

|  |    |
|--|----|
| 3.5 Гидроразрыв пласта .....   | 45 |
| 3.5.1 Технология проведения ГРП.....   | 45 |
| 3.5.2 Анализ мероприятий ГРП .....   | 47 |
| 4 Безопасность и экологичность .....   | 51 |
| 4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов<br>при проведении работ.....    | 52 |
| 4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности<br>работ .....                  | 53 |
| 4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению<br>используемого оборудования ..... | 54 |
| 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....   | 56 |
| 4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....   | 57 |
| 4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....                              | 58 |
| 4.7 Экологичность проекта.....   | 60 |
| Заключение .....   | 62 |
| Список сокращений .....  | 64 |
| Список использованных источников .....   | 65 |

## ВВЕДЕНИЕ

Газонефтяные и нефтегазовые залежи относятся к категориям сложного и очень сложного строения, в которых нефть в подгазовых зонах подстилается подошвенной водой и содержится в тонких оторочках неоднородных пластов.

В настоящее время к нефтяным оторочкам проявляется повышенный интерес, который обоснован сокращением ресурсной базы страны и растущими потребностями в нефти. В условиях развития рыночной экономики необходимо рационально использовать геологические запасы нефти и газа, искать эффективные методы разработки нефтегазовых месторождений с целью максимизации прибылей предприятий от разработки месторождений, увеличения налоговых поступлений в бюджет страны, решения социальных задач регионов нефтегазодобычи.

Принципиальные изменения в структуре запасов углеводородного сырья, а так же необходимость снижения удельных капиталовложений на создание нефтедобывающих мощностей потребовали реализации новой технической политики в области интенсификации нефтедобычи.

От состояния призабойной зоны пласта существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Одни из методов интенсификации на ЮТМ это применение ОПЗ СКО с ГНКТ и горизонтальное вскрытие пласта по всей его мощности. СКО - относится к химическим методам интенсификации, а ГС – относятся к механическим методам. Применение традиционных методов обработки призабойной зоны пласта, разработанных для вертикальных скважин, в горизонтальных скважинах приводит к значительным осложнениям. Поэтому при решении этих проблем требуются новаторские решения и отступления от установившихся представлений о гидродинамике скважинных и пластовых процессов.

## 1 Геолого-физическая характеристика месторождения

### 1.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении

Юрубчено-Тохомское месторождение в административном отношении расположено в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края рисунок 1.

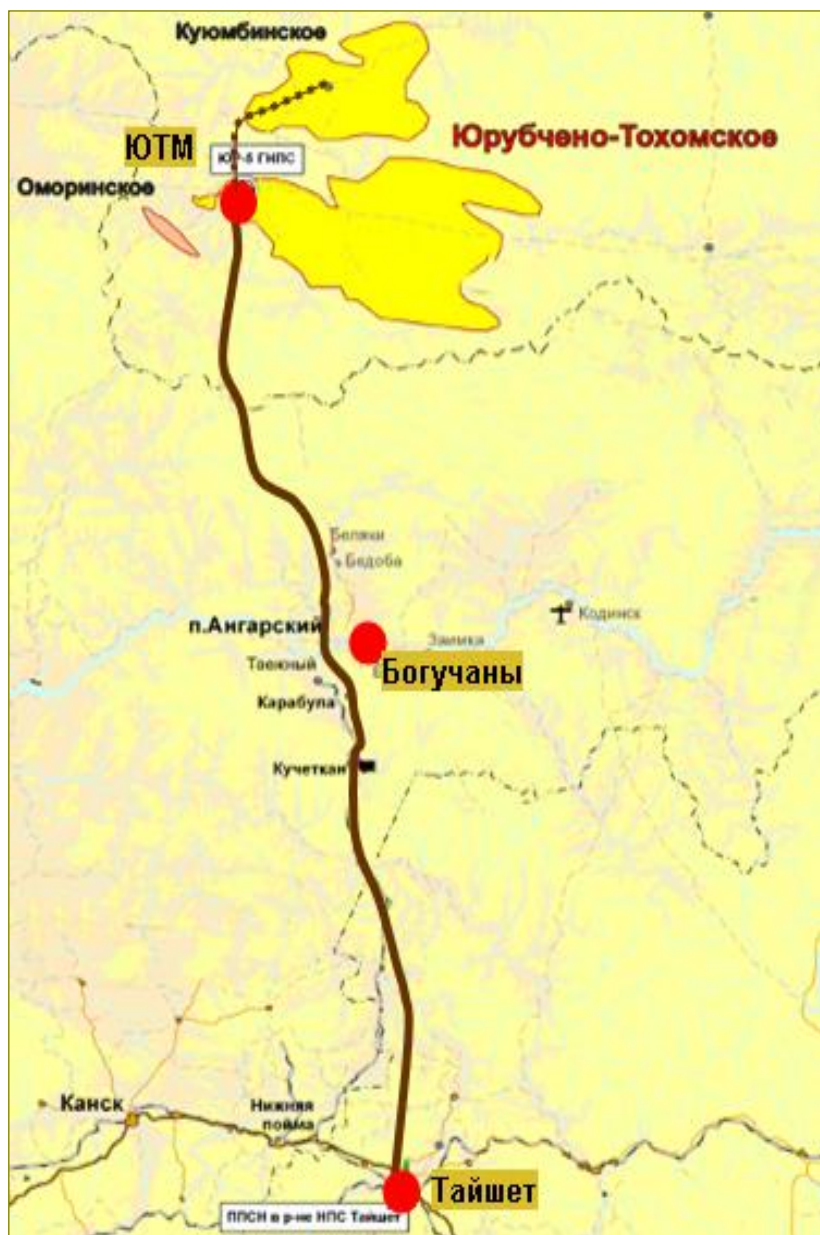


Рисунок 1 – Обзорная карта района



Населённые пункты непосредственно на территории участка отсутствуют. Ближайшие - поселки Ошарово и Куюмба с населением около 250 человек. В районном центре пос. Байкит имеется аэропорт с бетонной взлётно-посадочной полосой, способный принимать самолеты класса Як-40, Ан-24, Ан-32, вертолеты Ми-8, Ми-26.

С географической точки зрения Юрубчено-Тохомское месторождение находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья.

Ближайшая железнодорожная станция Карабула находится на левобережье р. Ангары в 350 км к югу от месторождения. Крупный речной порт находится на расстоянии около 400 км в г. Лесосибирск, на левом берегу р.Енисей. Речные пристани имеются в поселках Богучаны, Мотыгино, в г. Енисейске.

От магистральных путей сообщения подъездной дорогой к участку является однокорейная зимняя дорога шириной 6 метров, действующая с декабря по апрель. Расстояние по зимнику от площади работ (район скважины Юр-5) до пос. Куюмба 100 км, до пос. Байкит – 240 км, до пос. Богучаны - 381 км. Местность залесенная, пересеченная узкими долинами рек и ручьев, труднодоступная для всех видов механического транспорта. Рельеф низкорейный, склоны крутизной до 10-15°.

Основной транспорта является р. Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 метра. Река Подкаменная Тунгуска имеет ширину 187-300 метров, глубину до 2,8 метра, скорость течения 0,5-0,8 м/сек. Грунт дна твердый, русло извилистое, берега пологие (около поселка Куюмба - скалистые). Река Юрубчен шириной 15-40 метров, глубиной до 0,9 метра. Заболоченность небольшая - 2,5-3% от всей территории участка, в основном наблюдается по руслам рек. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байкит составляет 1423 км, до поселка Куюмба - 1551 км.

Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе около  $-30^{\circ}\text{C}$ , самая низкая достигает  $-60^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность темного времени суток в декабре составляет 16 часов. Лето (июнь - август) умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле днем -  $+20^{\circ}\text{C}$ , ночью -  $+12^{\circ}\text{C}$ , максимальная достигает  $+38^{\circ}\text{C}$ .

Ближайшим месторождением, запасы которого утверждены в ГКЗ, является Куюмбинское нефтегазоконденсатное, расположенное к северу от Юрубченского лицензионного участка. Расстояние от месторождения до магистрального Транссибирского нефтепровода составляет 650 км.

Источниками теплоснабжения являются котельные, работающие на сырой нефти и на попутном (не подготовленном) нефтяном газе. Также в качестве топлива используется древесина. Энергетические потребности обеспечиваются местными дизельными электростанциями. Расстояние до ближайшей ЛЭП составляет 200 км.

Месторождение было открыто в 1982 году. Введено в пробную эксплуатацию в 1987 г, а освоение началось с 2009 года. Лицензией на право пользования недрами владеет АО «Востсибнефтегаз», дочернее предприятие НК «Роснефть». В 2011 году было пробурено 3 горизонтальные скважины с горизонтальной секцией более 1000м.

## **1.2 Геологическое строение месторождения**

Геологическое строение Юрубчено-Тохомского месторождения исследовано достаточно хорошо. Гетерогенный фундамент протерозойского возраста перекрывается осадочным чехлом, состоящий из пород рифея, венда и кембрия. Наибольшее любопытство возникает при изучении состава и строения рифейских отложений, так как в них содержатся главные скопления нефти и газа. Продуктивные отложения рифея Юрубченского месторождения в стратиграфическом отношении представлена несколькими толщами, сходными

по литологическому составу, в основном Юрубченской, Долгоктинской и Куюмбинской.

Кровля рифейских отложений представляет размытую поверхность, которую несогласно покрывают молодые наслоения. Перспективными месторождениями являются участки, которые выходят на эрозионную поверхность пород Юрубченской толщи.

Юрубченская толща рифея вскрыта немалым количеством скважин. Верхняя часть толщи состоит из микрозернистых доломитов с прослоями доломита слоистого слабо- кремнистого. В породе присутствует кремнезем, которой располагается в виде линз [9]. Имеются прослои, состоящие из тонкомелкозернистых доломитов, они образовались в результате заполнения начальных пустот вторичным доломитом. В породе хорошо развиты микротрещины, часть из них занята мелко-зернистым доломитом.

Нижняя часть Юрубченской толщи довольно однородная и состоит из темно-серых доломитов микро-, тонко- и мелкозернистых, сильно трещиноватых и в кремнистых. Присутствие доломита в породах от 45-50 до 90-95%, все они, как правило, имеют примесь кремнистого материала в виде формированного кварца, почти не содержит глинистого материала. Микростяжения пирита в породе содержатся повсеместно [15].

Верхушка толщи состоит из водорослевых и сгустково-водорослевых доломитов. Доломиты чистые, средняя карбонатность 80-100%, крайне редко понижается до 57%. Главная часть породы (около 67%) сложена округлоромбэдрическими кристаллами доломита микро-тонко-зернистой размерности (0,01-0,03 мм), которые слагают перекристаллизованные остатки водорослей. В разрезе скважины № 25 рисунок 2 прослоями встречаются доломиты алевролитовые, они содержат зерна кварца алевролитовой размерности с малым количеством зерен песчаной величины.

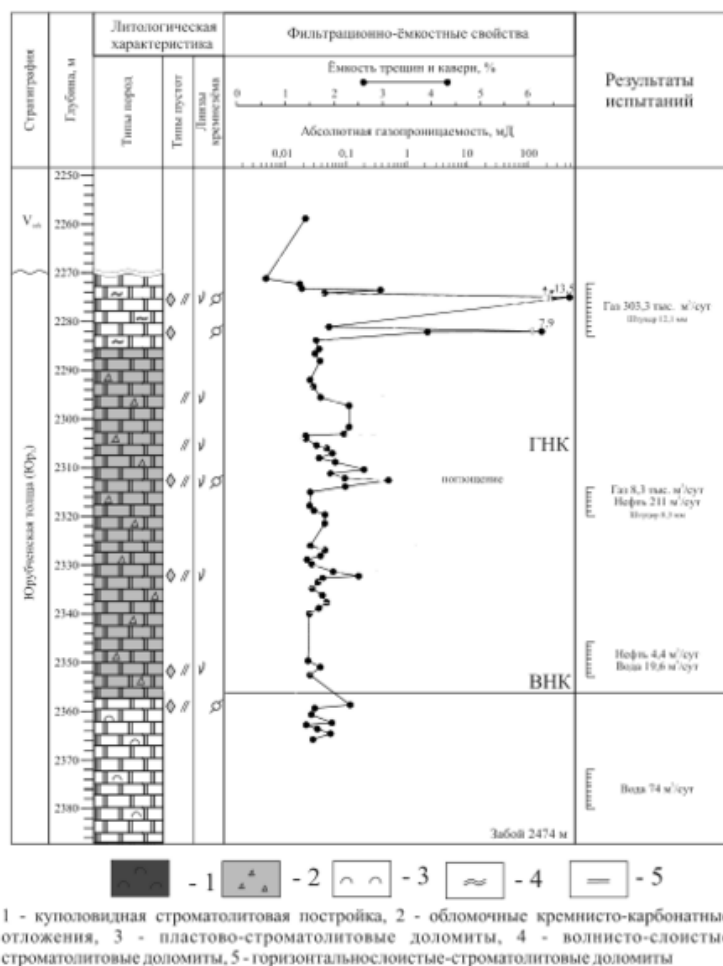


Рисунок – 2 Литолого-физическая характеристика продуктивных отложений рифея с результатами исследований по скважине 25

Главная часть породы микро-тонкозернистая (до 0,06 мм), присутствуют зерна размером менее 0,1 мм, редко попадаются средне и крупнозернистые кристаллы (до 0,6 мм). По разрезу скважины номер №25 можно сказать, что отложения Рифея сильно трещиноваты. В породах, где хорошо развита система трещин представляют собой трещинный тип коллектора.

### 1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Юрубчено-Тохомского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-протерозойского возраста, осадочные образования протерозойского, палеозойского и кайнозойского возрастов. Скважинами Юрубчено-Тохомского месторождения

вскрыты отложения рифея, венда, кембрия, ордовика и четвертичные отложения.

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в пределах Вельминско-Деланинского мегасвода – положительной структуры первого порядка в составе Байkitской антеклизы. Мегасвод имеет неправильную форму. По подошве камовской серии он оконтуривается изогипсой –3600м. На западе мегасвод ограничен выходами архейско-протерозойских образований Енисейского кряжа, а на юго-востоке - серией дизъюнктивных нарушений. Его северное замыкание предполагается за пределами рассматриваемой территории.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой –2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- 1) Нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;
- 2) Субмеридиональное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;
- 3) Нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105х85км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Средняя абсолютная глубина залегания кровли коллекторов по скважинам залежи пласта Б-VIII-1971 м, залежи пласта Б-IX-1990 м., залежи пласта В-I-2024 м. По мере сокращения мощности свиты, происходит выклинивание и одновременная глинизация пласта вплоть до полного замещения песчаников глинистыми породами. Площадь залежи 2609,8 км<sup>2</sup>, ее

длина составляет 110 км, ширина 20 км, высота залежи – 106 м. Средняя газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,4 м до 6,4 м и в среднем по залежи составляет 2 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 0,7 м до 6 м и в среднем составляет 2,5 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, нефтегазоконденсатная. Положения ВНК принято на отметке -2036 м, ГНК -2013 м, соответственно. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типа.

Залежь пласта Б-IX распространена в юго-западной части Юрубчено-Тохомского месторождения. Площадь залежи 1721,36 км<sup>2</sup>, ее длина составляет 72 км, ширина 25 км, высота залежи – 133 м. Средняя газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,4 м до 7,7 м и в среднем по залежи составляет 2,2 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 2,3 м до 8,3 м и в среднем составляет 5,4 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, нефтегазоконденсатная. ВНК принят на абсолютной отметке – 2072 м, ГНК – 2023 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Согласно новым представлениям о геологическом строении Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) ЛУ в разрезе рифейских отложений выделяются 2 продуктивных горизонта Р1 и Р2, которые отделяются друг от друга копчерской, преимущественно, глинистой толщей. В том случае, если копчерская толща не является покрывкой, горизонты Р1 и Р2 образуют гидродинамически единый горизонт Р1-2.

В рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) ЛУ выделено 8 залежей:

- горизонт Р1 залежь (Южно-Терская 3);
- горизонт Р2 залежи (Нижнетохомская, Южно-Терская 1);
- горизонт Р 1-2 - 5 залежей (Юрубченская, Усть-Чавичинская, Намакарская, Терской группы залежей, блок 2 и блок 6).

Коллекторы всех залежей рифейских отложений представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород, с каверново-

трещинным, очень редко каверново-порово-трещинным типом. Средняя абсолютная глубина залегания кровли коллектора по скважинам Юрубченской залежи-1982 м., Нижнетохомской залежи – 1968м. Юрубченская нефтегазоконденсатная залежь расположена в пределах Юрубченского участка, ограничена с севера и востока разломами. Залежь антиклинально-стратиграфическая под несогласием, дизъюнктивно экранированная, пластовая. Площадь залежи составляет 1138,84 км<sup>2</sup>, ее длина составляет 51 км, ширина 23 км, высота 130 м. Газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 7,3 м до 81,7 м и в среднем по залежи составляет 48,8 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 11,2 м до 49 м и в среднем составляет 43,4 м. Положения ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2072 и –2023 м соответственно.

Таблица 1 – Статистические показатели характеристик неоднородности залежей по скважинам рифея

| Пласт              | Количество скважин | Коэффициент<br>песчанистости,<br>доли ед. |                               | Расчлененность<br>, ед.     |                               | Коэфф.<br>макроне<br>однород<br>ности | Други<br>е<br>коэфф<br>ициен<br>ты |
|--------------------|--------------------|---|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
|                    |                    | Средне<br>е<br>значен<br>ие               | Интерва<br>л<br>изменен<br>ия | Средн<br>ее<br>значен<br>ие | Интерв<br>ал<br>измене<br>ния |                                       |                                    |
| Б-VIII             | 50                 | 0,754                                     | 0,156-1                       | 2,5                         | 1-10                          | 1,243                                 | -                                  |
| Б-IX               | 37                 | 0,605                                     | 0,047-1                       | 3,2                         | 1-10                          | 1,282                                 | -                                  |
| В-I                | 8                  | 0,557                                     | 0,138-1                       | 3                           | 1-6                           | 1,713                                 | -                                  |
| Юрубченская залежь | 53                 | 0,985                                     | 0,921-1                       | 4,1                         | 1-19                          | 0,05                                  | -                                  |

## 1.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

В 1992 году проводилось моделирование вытеснения нефти водой на модели из искусственных металлических секций.[10] По результатам моделирования коэффициент вытеснения нефти равен 0,62 д.ед

В таблице 2 представлены характеристики основных параметров горизонта Р1-2Д.

Таблица 2 – Характеристика основных параметров горизонта Р1-2Д

| Параметры                           | Единицы измерения | Пустотность | Горизонт Р1-2Д   |                    |
|-------------------------------------|-------------------|-------------|------------------|--------------------|
|                                     |                   |             | Среднее значение | Интервал изменения |
| Площадь нефтегазоносности           | км <sup>2</sup>   |             | 726              |                    |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина | м                 |             | 41,9             | 14,5-49,0          |
| Коэффициент пустотности             | д.ед.             | межблоковая | 0,011            | 0,004-0,018        |
|                                     |                   | блоковая    | 0,013            | 0,006-0,017        |
| Коэффициент проницаемости           | мД                |             | 309,6            | 1,4-3653           |
| Коэффициент нефтенасыщенности       | д.ед.             | межблоковая | 0,89             | -                  |
|                                     |                   | блоковая    | 0,51             | 0,527-0,502        |
| Коэффициент газонасыщенности        | д.ед.             | межблоковая | 0,89             | -                  |
|                                     |                   | блоковая    | 0,5              | 0,444-0,508        |

В таблице 3 представлены характеристики коллекторских свойств Р1-2Д.



Таблица 3 – основные характеристики коллекторских свойств Р1-2Д

| Вид исследования    | Наименование   | Коэффициент открытой пористости, % | Проницаемость, %              | Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед. |
|---------------------|--|------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| Лабораторный (керн) | Блоковая пустотность по пласту Р1-2Д<br>Количество скважин/определений, шт<br>Среднее значение<br>Интервал измерения | 53/3677<br>0,97<br>0,35-3,5        | 41/1724<br>1,5<br>0,01-62,2   | 2/9<br>0,7<br>0,49-0,85              |
| Геофизический       | Общая пустотность по пласту Р1-2Д<br>Количество скважин/определений, шт<br>Среднее значение<br>Интервал измерения    | 44/158<br>2,2<br>0,9-5,4           | -                             | -                                    |
| Геофизический       | Количество скважин/определений, шт<br>Среднее значение<br>Интервал измерения   | -                                  | 39/87<br>309,6<br>0,19-3653,4 | -                                    |

### 1.5 Физико-химические свойства флюидов

Плотность нефти в пластовых условиях варьируется между 648,6 – 745,4 кг/м<sup>3</sup>; в среднем, согласно опыту по дифференциальному разгазированию - 699 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях составила 0,48-2,56 мПа\*с (в среднем 1,67 мПа\*с согласно дифференциальному разгазированию), газосодержание варьируется между значениями 80,3-232,8 м<sup>3</sup>/т (согласно опыту по дифференциальному разгазированию пробы пластовой нефти в среднем – 167,84 м<sup>3</sup>/т (при принятом по результатам моделирования – 194 м<sup>3</sup>/т)), объемный коэффициент составил 1,141-1,5073, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – 1,36 (при принятом по результатам моделирования – 1,38).

По своим свойствам товарная нефть относится к типу особо легких (плотность нефти в стандартных условиях после дифференциального разгазирования глубинных пробы составила 821 кг/м<sup>3</sup>), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,22%), по содержанию

парафинов – к парафинистым (в среднем 1,95%), по значению вязкости - маловязким (в среднем 8,36 мПа\*с). По суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к малосмолистым (в среднем 4,84%: асфальтенов – 0,18%, силикагелевых смол – 4,66%). Шифр согласно классификации товарной нефти – 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

Таблица 4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

| Наименование параметра               | Пласт Р1-2  |       |  |       |                 |
|--------------------------------------|---|-------|--|-------|-----------------|
|                                      | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях |       | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях |       | пластовая нефть |
|                                      | выделившийся газ  | нефть | выделившийся газ   | нефть |                 |
| Молярная концентрация компонентов, % |   |       |  |       |                 |
| - сероводород                        | -   | -     | -  | -     | -               |
| - двуокись углерода                  | 0,26  | -     | 0,286  | -     | 0,07            |
| - азот+редкие                        | 3,07  | -     | 4,75   | -     | 2,14            |
| в т.ч. гелий                         | 0,05  | -     | 0,086  | -     | 0,04            |
| - метан                              | 65,42   | 0,33  | 80,46  | 0,059 | 44,57           |
| - этан                               | 15,18   | 0,57  | 9,45   | 0,79  | 10,42           |
| - пропан                             | 8,15  | 1,1   | 3,25   | 3,03  | 5,84            |
| - изобутан                           | 1,49  | 0,63  | 0,34   | 1,79  | 1,18            |
| - норм, бутан                        | 3,46  | 2,54  | 0,88   | 4,08  | 1,65            |
| - изопентан                          | 0,92  | 1,75  | 0,15   | 2,75  | 1,17            |
| - норм. пентан                       | 1,07  | 2,89  | 0,18   | 3,53  | 1,65            |
| - гексаны                            | 1,42  | 90,19 | 0,08   | 83,98 | 29,78           |
| - гептаны                            |   |       |  |       |                 |
| - октаны                             |   |       |  |       |                 |
| - остаток C9+                        |   |       |  |       |                 |

## Окончание таблицы 4

| Наименование параметра                      | Пласт Р1-2  |       |  |       |                 |
|---|---|-------|--|-------|-----------------|
|   | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях |       | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях |       | пластовая нефть |
|   | выделившийся газ  | нефть | выделившийся газ   | нефть |                 |
|   |   |       |  |       |                 |
| Плотность                                   |   |       |  |       |                 |
| - газа, кг/м <sup>3</sup>                   | 1,048   | 824,1 | 0,819  | 825   | 694,46          |
| - газа относительная (по воздуху), доли ед. | 0,869   |       | 0,680  |       |                 |
| - нефти, кг/м <sup>3</sup>                  |   |       |  |       |                 |

Газ газовой шапки по своему составу относится к жирным (содержание  $C_{2+}$  в среднем равно 16,02 %) с содержанием метана в среднем – 74,63%. Плотность свободного газа в среднем равна 0,886 кг/м<sup>3</sup> (относительная плотность – 0,736) Коэффициент сухости газа в среднем составил 0,57.

Таблица 5 - Свойства газа и конденсата Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения

| Наименование параметра                 | Численные значения (средние) |
|--|------------------------------|
| Газ газовой шапки                      |                              |
| Давление пластовое, МПа                | 20,97                        |
| Температура пластовая, °K              | 300,4                        |
| Давление начала конденсации, МПа       | 20,0-21,0                    |
| Давление максимальной конденсации, МПа | 3,1                          |
| Давление псевдокритическое, МПа        | 4,50                         |
| Давление приведенное                   | 4,65                         |
| Температура псевдокритическая, °K      | 205,80                       |

## Окончание таблицы 5

| Наименование параметра                             | Численные значения<br>(средние) |
|--|---------------------------------|
| Температура приведенная                            | 1,46                            |
| Коэффициент сверхсжимаемости (z)                   | 0,79                            |
| Объемный коэффициент                               | 0,047                           |
| Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>     | 0,886                           |
| Вязкость в условиях пласта, мПа.с                  | 0,024                           |
| Теплоемкость, Дж/0С                                |                                 |
| Коэффициент Джоуля-Томсона, °С/атм                 |                                 |
| Содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>            |                                 |
| сырого (нестабильного), КГФ                        | 133,93                          |
| стабильного (дебутанизированного)                  | 58,9                            |
| 2. Стабильный (дебутанизированный) конденсат       |                                 |
| Плотность (станд. условия), кг/м <sup>3</sup>      | 0,721                           |
| Вязкость (станд. условия), мПа.с                   | 1,34                            |
| Молекулярная масса, г/моль                         |                                 |
| Температура выкипания 90% объемного конденсата, °С |                                 |

Плотность конденсата в стандартных условиях по поверхностным пробам в среднем по Юрубченской залежи составила 0,734 г/см<sup>3</sup>. Вязкость в среднем составила 1,34мПа\*с. Содержание серы в среднем составило 0,09%, содержание парафина – 0,85%, содержание силикагелевых смол – 1,81%, асфальтенов – 0,08%.

Конденсатно-газовый фактор (КГФ) в скважине Юр-25 составил 457,76 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по сырому и 251,17 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по стабильному конденсату. Давление начала конденсации составляет 20,0-21,0 МПа, давление максимальной конденсации 3,1 МПа. Потенциальное содержание конденсата 133,93 г/м<sup>3</sup>, коэффициент извлечения 0,58, плотность конденсата в стандартных условиях 0,721 г/см<sup>3</sup>.

Свойства пластовой воды охарактеризованы 79 поверхностными и 3 глубинами пробами, согласно которым по степени минерализации она относится к крепким рассолам (минерализация в среднем 238 г/дм<sup>3</sup>). Плотность

пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1139 кг/м<sup>3</sup> (в пластовых – 1171 кг/м<sup>3</sup>). Генетическая классификация пластовых вод по В.А.Сулину позволяет отнести их к водам хлоридно-кальциевого типа. Газосодержание составило в среднем 0,22 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Таблица 6 – Состав и свойства пластовых вод

| Наименование параметра                  | Пласт (горизонт).....     |                  |
|---|---------------------------|------------------|
|   | Диапазон изменения        | Средние значения |
| Газосодержание, м3/м3                   | 0.22                      | 0.22             |
| Плотность воды, кг/м3                   |                           |                  |
| - в стандартных условиях                | 1,076-1,169               | 1,139            |
| - в условиях пласта                     | 1,162-1,189               | 1,171            |
| Вязкость в условиях пласта, мПа.с       | 1,36-1,92                 | 1,733            |
| Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10-4   | 4,26-4,6                  | 4,37             |
| Объемный коэффициент, доли ед.          | 0,99-1,0                  | 0,994            |
| Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л) |                           |                  |
| Na+ + K+                                | 3850-67000/167,4-2913     | 42369,4/1842     |
| Ca+2                                    | 481-29600/24-1480         | 19567/976        |
| Mg+2                                    | 2186,8-33000/179,2-2704,9 | 7616/627         |
| Cl -                                    | 70103-188150/1974,7-5306  | 138731/3908      |
| HCO3-                                   | 0-1074/0-17,6             | 104/2            |
| CO3-2                                   | 0-384/0-12,8              | 4/0              |
| SO4-2                                   | 0-5503,4/0-114,65         | 1229/26          |
| NH4 +                                   | 0-750/0-41,7              | 249/14           |
| Br -                                    | 0-5646/0-70,66            | 1028/13          |

## Окончание таблицы 6

| Наименование параметра                                | Пласт (горизонт)..... |                     |
|---|-----------------------|---------------------|
|   | Диапазон<br>изменения | Средние<br>значения |
| J -   | 0-839,7/0-6,72        | 47/0                |
| B +3  | 0-400/                | 74/7                |
| Li +  | 11-258                | 104                 |
| Sr +2   | 6,5-649               | 431,9               |
| Rb +  | 0,5-29                | 6,48                |
| Cs +  | 0,064-0,02            | 0,042               |
| Общая минерализация, г/л                              | 116511,2-<br>257598,6 | 237693,5            |
| Водородный показатель, рН                             | 1,0-8,30              | 5,69                |
| Жесткость общая, (мг-экв/л)                           | 490-2684              | 1424,86             |
| Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину) | Хлориднокальциевый    |                     |
| Количество исследованных проб (скважин)               | 21                    | 80                  |

### 1.6 Запасы нефти и газа

Нефтегазоносность связана с карбонатными и терригенными отложениями вендского и рифейского возрастов.

Подсчёт запасов растворенного газа и нефти, производился по месторождению три раза:

- 2008 г. – Оперативный подсчет запасов углеводородов по Усть-Чавичинской и Юрубченской залежам пласта РІ-2д (ФГУ ГКЗ №18/264-пр от 16.04.2008г., ЭЗ№1253-07оп от 20.12.2007г.)

- 2010г – Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата в рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского(южного) ЛУ. (ФГУ ГКЗ №18/57-пр от 04.02.2011г., ЭЗ №442-10 оп от 21.12.2010г.)

- 2011г – Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата в рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского(южного) ЛУ. (ФГУ ГКЗ №18/985-пр от 29.12.2011г.)

Сведения о состоянии ресурсной базы на 01.01.2012 по данным государственного баланса отображены в таблице 7.

Таблица 7 – Запасы нефти, газа и конденсата

| Лицензионный участок      | нефть, млн.т. |      |      |      | конденсат, млн.т. |      |      |      | газ, млрд.м <sup>3</sup> |      |
|---------------------------|---------------|------|------|------|-------------------|------|------|------|--------------------------|------|
|                           | С1            |      | С2   |      | С1                |      | С2   |      | С1                       | С2   |
|                           | геол          | извл | геол | извл | геол              | извл | геол | извл | извл                     | извл |
| Юрубченский               | 294           | 115  | 568  | 170  | 18                | 10   | 21   | 12   | 152                      | 185  |
| в т.ч. Юрубченская залежь | 262           | 105  | 175  | 66   | 14                | 8    | 9    | 5    | 120                      | 75   |

В результате комплекса геологоразведочных работ получен прирост запасов нефти по Юрубчено-Тохомском месторождению по категории С1 в объеме 6,6 млн.т (утверждено протоколом №18/985-пр от 29.12.2011г. «Федеральное Агентство по недропользованию»).

## 2 Анализ разработки Юрубчено-Тохомского месторождения

### 2.1 Анализ проектных данных

В 2012 году Центральной комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья проводились расчеты для Юрубченской залежи по трем вариантам разработки. Наиболее приемлемым оказался вариант (№ 3).

Вариант № 3 – сформирован на базе варианта № 2, в котором предусматривается бурение многозбойных скважин по прямоугольной сетке 1600x1400 м. Суммарная длина горизонтально ствола 3000 м. Расстояние между рядами 1000 м, между скважинами 500 м. с возвратным закачиванием газа в газовую шапку, закачивание газа в газовую шапку планируется с начала

ввода месторождения в разработку и попутно добываемой воды ниже водо-нефтяного контакта (ВНК) в рифейские отложения.

После выработки запасов нефти предполагается выработка запасов газа и конденсата из газовой шапки с помощью переходящих скважин.

Общий фонд скважин - 521, добывающих скважин 444, в т.ч. горизонтальных 432, из них 356 многозабойных, 15 газонагнетательных, 6 водонагнетательных, 3 наблюдательных, 3 пьезометрических, 2 водозаборных, 24 в консервации, 24 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 456, из них: добывающих – 432 из них многозабойных – 356, горизонтальных газонагнетательных – 15, водонагнетательных - 6, наблюдательных – 3.

Накопленная добыча нефти – 171780 тыс.т; растворенного газа – 33199 млн. м<sup>3</sup>; газ газовой шапки 70768 млн. м<sup>3</sup>; конденсата – 7162 тыс.т, достижение коэффициента извлечения нефти (КИН) – 0,392; коэффициента извлечения конденсата (КИК) – 0,580; коэффициента извлечения газа (КИГ) – 1,0; Коэффициент вытеснения – 0,88; Коэффициент охвата – 0,445. Плотность сетки скважин – 224 га.

Технологические показатели варианта разработки № 3 отображены на рисунке 3.



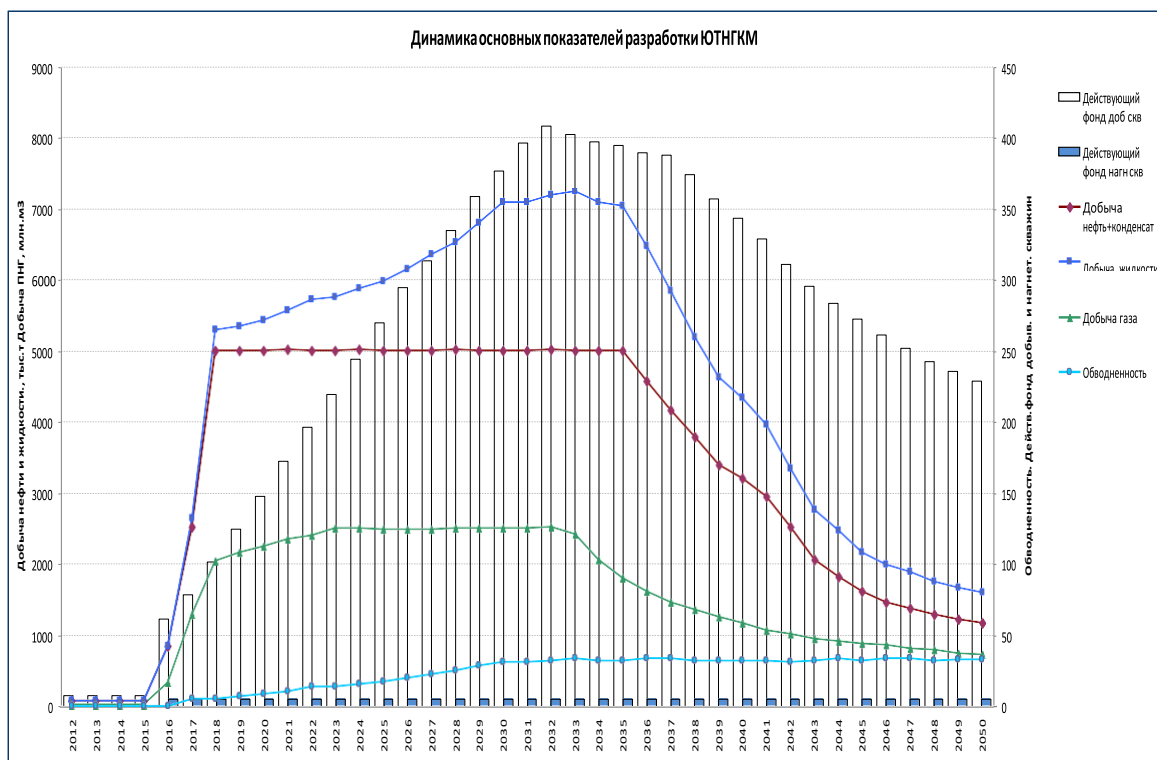


Рисунок 3 – Технологические показатели разработки варианта № 3

## 2.2 Анализ фонда скважин и его структура

По состоянию на 01.01.2012 г. В пределах Юрубченской площади пробурено 63 скважины (поисковые, разведочные, эксплуатационные), из них: 26-ликвидированы, 27- в консервации, 8-в пробной эксплуатации, 2-пьезометрические. Характеристика фонда скважин приводится в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика фонда скважин

| Наименование            | Характеристика фонда скважин        | Юрубченская залежь |
|-------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| Фонд добывающих скважин | Пробурено                           | 63                 |
|                         | В том числе разведочные             | 59                 |
|                         | Возвращено с других горизонтов      |                    |
|                         | Нагнетательные в отработке на нефть |                    |
|                         | Всего                               | 63                 |
|                         | В том числе:                        |                    |
|                         | Действующие                         | 8                  |
|                         | Из них фонтанные                    | 8                  |
|                         | ШГН                                 |                    |
|                         | ЭЦН                                 |                    |
|                         | В т.ч в накоплении                  |                    |
|                         | Бездействующие                      |                    |
|                         | В освоение после бурения            |                    |
|                         | В консервации                       | 27                 |
|                         | Пьезометрические                    | 2                  |

## Окончание таблицы 8

| Наименование                    | Характеристика фонда скважин   | Юрубченская залежь |
|---------------------------------|--------------------------------|--------------------|
|                                 | Переведены на закачку          |                    |
|                                 | Переведены на другие горизонты |                    |
|                                 | В ожидание ликвидации          |                    |
|                                 | Ликвидированные                | 26                 |
| Фонд<br>водозаборных<br>скважин | Пробурено                      | 2                  |
|                                 | Возвращено с других горизонтов |                    |
|                                 | Всего                          | 2                  |
|                                 | В том числе:                   |                    |
|                                 | Действующие                    | 1                  |
|                                 | Бездействующие                 | 1                  |
|                                 | В освоение после бурения       |                    |
|                                 | В консервации                  |                    |
|                                 | Наблюдательные                 |                    |
|                                 | В ожидание ликвидации          |                    |
|                                 | Ликвидированные                |                    |

Всего на 01.01.2012 г. По Юрубченской залежи отработано 642 тыс.т безводной нефти (0.4% от утвержденных начальных извлекаемых запасов). Текущий КИН–0.002. Добыча осуществлялась фонтанным способом, средний дебит нефти по скважинам за 2011 г–50.4 т/сут. Накопленная добыча нефти за весь период разработки до 2012 года по скважинам представлена на рисунке 4.

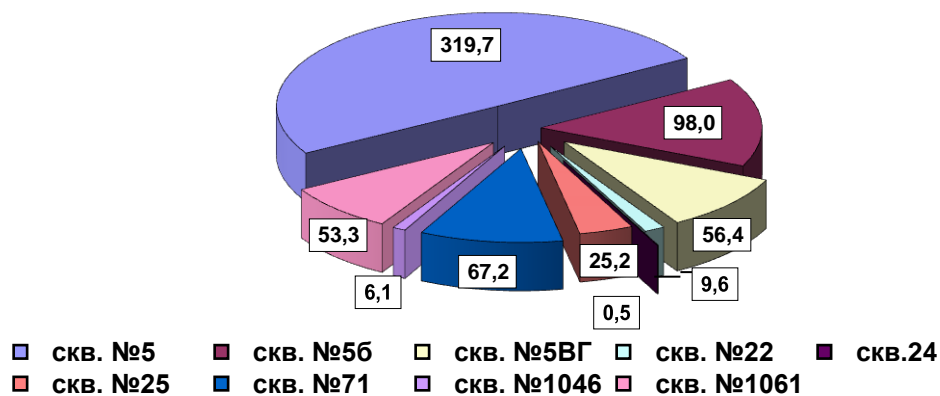


Рисунок 4 – Распределение накопленной добычи нефти (тыс.т) по скважинам на

01.01.2012 год Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения

Основным объемом добычи нефти (49.2%) приходилась на скважину Юр-5, добыча остальных скважин (№ Юр-56, Юр-5вг, Юр-22, Юр-24, Юр-25, Юр-71 и Юр-1061) соответственно 50.8%.

Уровни добычи нефти и фонд скважин за период 2007-2011 гг.

соответствуют проектному. Накопленная добыча нефти составляет 99.5% от проекта.

Мероприятий по поддержанию пластового давления не проводилось, однако энергия газовой шапки и большие ежегодные перерывы в отборах нефти позволяют поддерживать текущее пластовое давление в зоне отбора.

### 2.3 Анализ технологических показателей разработки

Выделен один объект самостоятельной разработки пласта Р1-2 (Юрубченская залежь);

Режим разработки месторождения находится в состоянии поддержания пластового давления. Залежь распределена на проектные уровни приведенные в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение залежи на уровни

| Проектные уровни                                 | В целом по залежи | По первоочередному участку |
|--|-------------------|----------------------------|
| добыча нефти, тыс.т.                             | 4214,8 (2016г.)   | 2319,7 (2013г.)            |
| добыча жидкости, тыс.т.                          | 6174,5 (2030г.)   | 2820,1 (2013г.)            |
| закачка воды, твс.м <sup>3</sup>                 | 10179 (2028г.)    | 2305,8 (2020г.)            |
| добыча газа из газовой шапки, млн.м <sup>3</sup> | 5358 (2016г.)     | 2137 (2013г.)              |
| добыча конденсата, тыс.т                         | 339,6 (2016г.)    |                            |

*Разбуривание подгазовой части* скважинами по прямоугольной сетке 1500\*1000 м. Длина ствола горизонтальных скважин до 1000м. Расстояние между рядами - 1000 м, между скважинами - 500 м система блоковая трехрядная;

*Разбуривание водонефтяной зоны* и краевых участков залежи наклонно-

направленными скважинами по обращенной девятиточечной системе площадного заводнения по сетке 1000\*1000м;

Фонд скважин за весь срок разработки - 451, в том числе 337 добывающих и 114 нагнетательных;

Фонд скважин для бурения - 443 скважины, в том числе 142 наклонно-направленные, 301 горизонтальная;

*Выделение первоочередного участка* с фондом добывающих скважин 44 ед., включающего 8 существующих добывающих, 28 подлежащих бурению, в том числе 11 с горизонтальным окончанием ствола протяженностью до 1000м в подгазовой зоне и 17 наклонно-направленных в чистую нефтяную зону (ЧНЗ) в районе скважины №Юр-5. Дополнительно предусматривается ввод в эксплуатацию 8 разведочных скважин.

Характеристика текущего состояния разработки месторождения и сопоставление проектных и фактических показателей разработки по Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения представлены на рисунке 5.

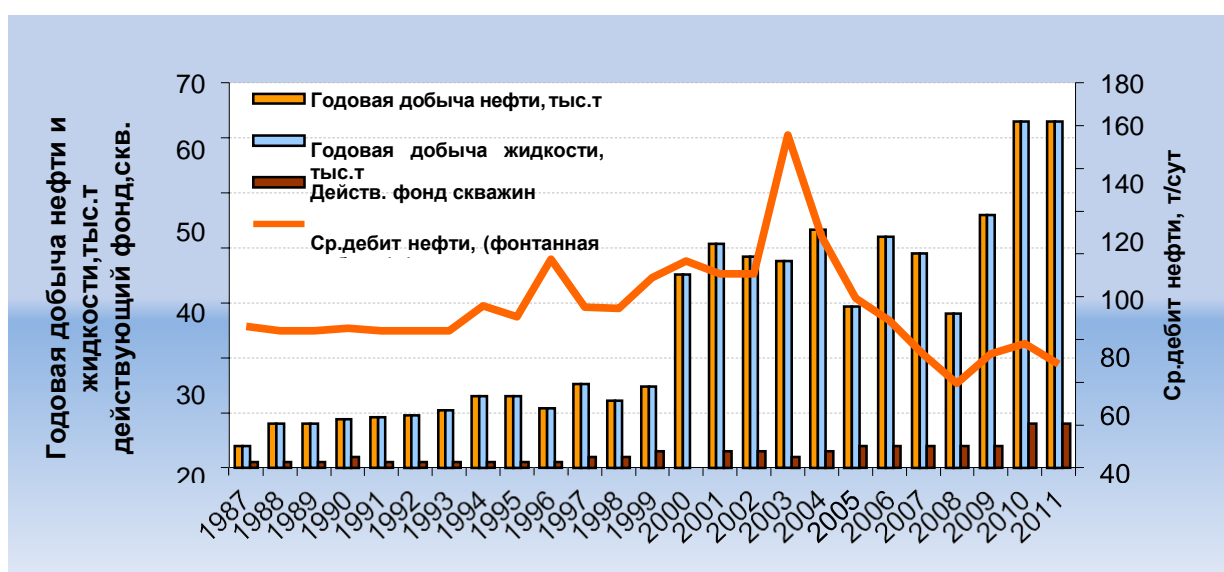


Рисунок 5 - Фактическое состояние разработки Юрубченской залежи по состоянию на 01.01.2012г

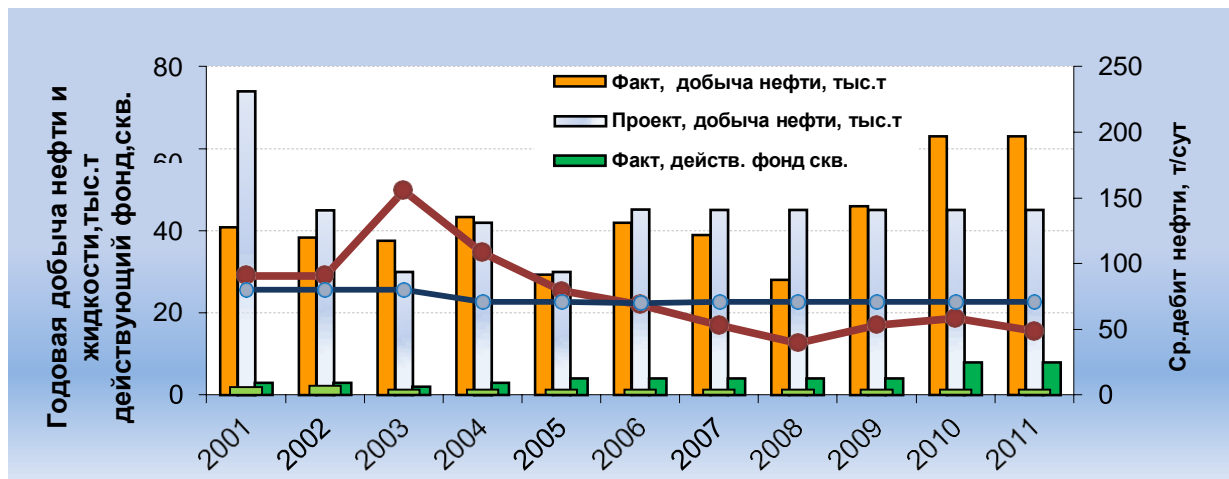


Рисунок 6 — Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Добыча нефти за 2011г (63 тыс.т) на 28,4% выше проектной. С 2001 по 2011годы фонд добывающих скважин на конец года (8 ед.) и действующий фонд (4 ед.) равен проектным значениям. В 2011 г действующий добывающий фонд скважин равен 8 ед., среднесуточный дебит скважин – 48,6 т/сутки. Накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 642 тыс.т, по проекту 639 тыс.т, на 3 тыс. т превышает проектную.

Вывод: проектные решения по добыче нефти по горизонту P1-2 Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения выполняются.

Начало промышленной разработки запланировано на сентябрь 2017 г. Разработка пласта P1-2 будет осуществляться в 4 этапа:

*Первый этап* ввод в 2017 году пускового комплекса обеспечивающего запуск месторождения в разработку с уровнем добычи до 2500 тыс. тонн нефти в год;

*Второй этап* (зона подтвержденных промышленных притоков категории C1)- выход на проектные уровни добычи к 2019 году, предусматривающий ввод второй очереди объектов наземного обустройства и выход на уровень до 5 000 тыс. тонн нефти в год.

*Третий этап* — освоение всей залежи, включение в разработку низкодебитных зон с низкими коэффициентами продуктивности, категория запасов C2;

*Четвертый этап* — выработка газовой шапки;

Система разработки залежи многозабойными скважинами,

размещенными по прямоугольной сетке 1600х1400 м. с расстоянием между рядами- 1000 м, с возвратным закачиванием газа в газовую шапку и попутно добываемой воды ниже ВНК в рифейские отложения.

### **3 Интенсификация добычи горизонтальных скважин**

#### **3.1 Причины снижения продуктивности скважин**

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов, основными из которых являются:

1) Изменение состояния ПЗП, а именно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области, за счет проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые зоны, набухания и последующего разрушения глин при применении жидкостей глушения, которое характерно при проведении капитального и промежуточного ремонта скважин. Вынос механических примесей (песка, проппанта, частицы глины и породы, ржавчины).

2) Осложнения при эксплуатации скважин из-за ухудшения технического ствола скважин или цементного камня, такие как выпадение солей при смешивании пластовой и закачиваемой воды. Образование прямых и обратных эмульсий.

Проявление каждого из перечисленных факторов может быть обусловлено различными физико-химическими процессами, происходящими в пласте и в скважине. Различными оказываются и последствия от их воздействия. Поэтому проблеме снижения продуктивности скважин вследствие изменения фильтрационных характеристик коллекторов следует уделять особое внимание.

### 3.2 Методы интенсификации добычи нефти

Для улучшения проницаемости призабойной зоны пласта используют различные методы, которые можно разделить на 2 группы:

- 1) Предупреждающие ухудшение коллекторских свойств пластов.
- 2) Направленные на восстановление или улучшение проницаемости ПЗП.

Для интенсификации притока к скважине широко применяются физико-химические, механические, тепловые, физические, а в последнее время стали использовать комбинированные или комплексные методы.

Физико-химические методы включают в себя:

- простые соляно-кислотные обработки без пакера,
- кислотные ванны,
- обработка кислотой ПЗП под давлением с пакером,
- поинтервальная или поэтапная СКО,
- пенокислотная обработка скважин,
- обработка ПЗП растворителями,
- кислотные системы повышенной вязкости.

К механическим методам относятся всевозможные виды перфораций в зоне продуктивного пласта, а так же ГРП и его варианты (многократный ГРП, ГРП на соляно-кислотной основе, направленный ГРП).

К тепловым методам относится электротепловая обработка, прогрев ПЗП горячей водой либо паром, термоакустическое воздействие, термокислотные обработки и т.д.

Физическим способом является виброволновое воздействие, акустическое воздействие, электроразрядное воздействие и ультразвуковое воздействие.

Чаще всего для достижения наибольшего экономического эффекта прибегают к применению комплексного метода, который включает в себя виброволновое воздействие с освоением, водоизоляция и виброволновое воздействие, ультразвуковое воздействие с освоением, термогазохимическое воздействие, гидropескоструйную перфорацию после СКО и ГРП.

Все большее значение методы интенсификации приобретают на завершающей стадии разработки месторождений.

### **3.3 Интенсификация горизонтальных скважин соляной кислотой**

Проведении простых кислотных обработок в горизонтальных скважинах по такому же принципу как и в вертикальных не дает такой же эффективности. В результате обрабатывается всего 5-10 м интервала, расположенного непосредственно возле башмака НКТ, в то время как остальной интервал мало задействуется. Происходит это из-за различной депрессии возникающей на участках горизонтального ствола. При увеличении давления закачки и объема, кислота всё глубже уходит в образовавшиеся каверны возле башмака НКТ. В таком случае процесс кислотной обработки не достигает своей цели.

Эффективная стимуляция горизонтального ствола в несколько километров – очень сложная задача из-за недостаточного и несогласованного распределения кислотного состава особенно в коллекторах с неоднородной проницаемостью.

Большинство горизонтальных скважин на ЮТМ эксплуатируются открытым стволом. Такой тип заканчивания создает некоторые сложности при изоляции зоны водопроявлений и капитальном ремонте скважин, ограничивая охват пласта для эффективной стимуляции.

Для того чтобы эффективно простимулировать горизонтальную скважину возможно применение поинтервальных обработок с применением сложной системы пакеров. А для того чтобы вовлечь весь интервал горизонтального участка рекомендуется применять гибкие насосно-компрессорные трубы.

При рассмотрении примеров использования технологий кислотной стимуляции скважин с горизонтальным стволом учитывался международный опыт на аналогичных месторождениях. Однако уникальность Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения требует адаптации этих технологий к условиям низкотемпературных и низкопроницаемых



трещиноватых доломитовых коллекторов с аномально низким пластовым давлением.

Технология поинтервальной обработки скважин определяется типом заканчивая скважин:

- скважина с необсаженным стволом;
- вариант заканчивания скважин с заполнением цементом верхней части у башмака колонны;
- прорезной хвостовик с внешними обсадными пакерами;
- схема заканчивания скважины с установкой гравийного хвостовика.

Одним из важных аспектов эффективной стимуляции скважин является направленность воздействия кислоты. Полевые результаты показывают, что без отклонения кислотной обработке подвергается только 5-15% длины интервала. Это говорит о необходимости эффективной методики отклонения.

Если раньше СКО подразумевала простую закачку кислоты в ПЗП под давлением, то сейчас появилась необходимость изоляции раздренированных пропластков, через которые обычно поступает вода и селективной обработки нефтенасыщенных пропластков. Для этого применяют следующие методы:

- жидкости-отклонители, имеющие повышенную по сравнению с обычной (незагеленной) кислотой, вязкость;
- гибкие НКТ (колтюбинг);
- пены;
- шары;
- дисперсные системы, содержащие твердые частицы;
- эмульсии;
- пакеры;
- надувные пакеры;
- сдвоенные пакеры;
- пакеры для открытого ствола;
- отклонения кислот с помощью вспомогательных волокон;
- самоотклоняющиеся кислоты.

Для направленного воздействия кислоты используют различные методы, основанные на применении гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Кислота может быть закачена через ГНКТ с подъемом от носка к пятке. Либо другими методами с применением ГНКТ предполагающие циркуляцию жидкости через кольцевое пространство между ГНКТ и НКТ или закачку кислоты (или инертной жидкости) по затрубному пространству.

При механическом отклонении используются шары, закупоривающие перфорационные отверстия, системы пакеров или гибкие НКТ. Основным недостатком данных методов является то, что отклонение происходит только в стволе скважины, а при попадании кислоты в пласт отклонения не происходит, и она обрабатывает только высокопроницаемые или водонасыщенные пропластки, используя каналы естественной трещиноватости или вновь созданные каналы.

### **3.3.1 Самоотоотоклоняющиеся жидкости**

Традиционно основной принцип *химического отклонения* заключается в том, что закачиваемая специальная вязкая жидкость, которая преимущественно поступает в наиболее проницаемые участки обрабатываемой зоны, временно закупоривает их, и потоки кислоты для последующих стадий процесса обработки направляются в менее проницаемые и не задействованные участки.

Для того чтобы равномерно обработать пласт кислотными составами и избежать стимуляции водонасыщенных пропластков, необходимо применение надежных и эффективных систем отклонения потока кислотной обработки, в том числе селективного отклонения от водонасыщенных пропластков. Эффективность данного метода в значительной степени зависит от химического состава применяемых жидкостей.

В настоящий момент самоотоотоклоняющиеся жидкости достаточно широко применяются при интенсификации нефтегазоносных карбонатных коллекторов, однако большинство из них содержит в своем составе твердые

частицы, которые могут повреждать свойства коллекторов. Для того чтобы избежать этого, а так же произвести как можно более эффективную обработку пласта, путем отклонения кислотного состава в низкопроницаемые зоны коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения рекомендуется применить новую разработку компании Шлюмберже, которая называется вязкоупругая самоотклоняющаяся система – VDA. Эта система позволяет проводить обработки в довольно широком диапазоне температур (до 150°C) и основана на разработанной компанией Шлюмберже технологии вязкоупругих ПАВ, которые исключают повреждение коллекторских свойств пласта, возникающих из-за использования твердых частиц и полимеров в кислотных системах.

Система VDA обладает идеальной жидкой консистенцией при закачке в скважину и вязкостью в 1-3 сП, что сравнимо с вязкостью воды. Во время реагирования кислоты и породы вязкость системы VDA, которая находится в пласте, очень быстро возрастает до 200-250 сП и таким образом система становится самоотклоняющейся. Такая высокая вязкость служит барьером для проникновения кислоты вглубь образовавшейся червоточины пласта, что позволяет не прореагировавшей кислоте проникнуть в менее проницаемые зоны и в необработанные пропластки, задействуя таким образом максимум интервала горизонтального ствола скважины. Благодаря тому, что в системе VDA не содержится твердых частиц, она является идеальным агентом для закачки в горизонтальные скважины большой протяженности через ГНКТ.

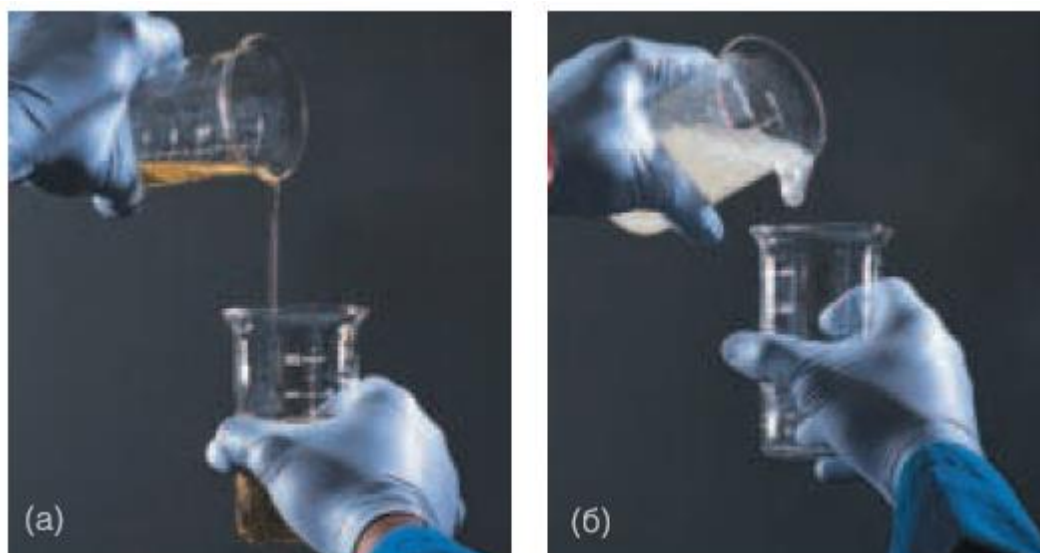


Рисунок 7 – Изменение вязкости кислотной системы VDA при закачке в скважину (а) и в пласте при реагировании кислоты с породой (б)

После окончания работ барьер либо разрушается сам при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Поскольку для очистки такой системы не требуется создания больших депрессий на забое, это в значительной степени упрощает саму технологию, ведет к снижению стоимости операции и снижает время на её реализацию.

Таковыми же свойствами обладает селективный отклонитель на бесполимерной основе OilSEEKER, но в отличие от VDA для его приготовления используется не кислота, а вода. При проникновении в пласт, он в водонасыщенных пропластках в течении 5-10 минут набирает значительную вязкость на сдвиг, достигающую до 10000 сП. Таким образом, последующая закачиваемая кислота не имеет возможность проникнуть в водонасыщенные зоны и селективно отклоняется в интервалы пласта, которые имеют углеводородное насыщение. В результате происходит селективная интенсификация только нефти и газа, а водонасыщенные участки остаются без стимулирования, в результате чего приток воды остается прежним, что приводит к снижению обводненности.

Основные характеристики OilSEEKER:

- бесполимерная основа исключает остаточное загрязнение в пласте;
- селективно проникает в водонасыщенные зоны, блокируя их на время обработки;
- разрушается при взаимодействии с углеводородами и специальным растворителем;
- широкий температурный диапазон работы (24-121°C).

Одним из основных преимуществ систем VDA и OilSEEKER является простота их приготовления в полевых условиях. Качество жидкостей непрерывно контролируется также в полевых условиях и требует минимального набора оборудования полевой лаборатории, включая миксер, вискозиметр и водяную баню для проведения тестов при пластовой температуре.

Тестирование этих технологий проводилось для 10 скважин Карпенского и Ждановского месторождений целевым пластом, которых являлся Артинско-Сакмарский ярус нижнего Пермского отдела. Как и на Юрубчено-Тохомском месторождении пласт представлен доломитизированными коллекторами с неоднородной структурой.

На 6 скважинах из 10, выбранных для обработки, присутствовал высокий риск стимуляции водонасыщенных пропластков и увеличения обводненности. На этих скважинах была применена технология OilSEEKER (на 3 из них была использована комбинация OilSEEKER +VDA). Остальные 4 скважины, ввиду отсутствия обводненности и относительной удаленности водонасыщенных пропластков, были обработаны с использованием только системы VDA (на одной из них производилась обработка лишь верхней газовой части пласта с минимальной обработкой нижней нефтяной зоны, чем достигнуто отклонение от нефтяной зоны к газовой). Результаты ГДИ представлены на рисунке 8.

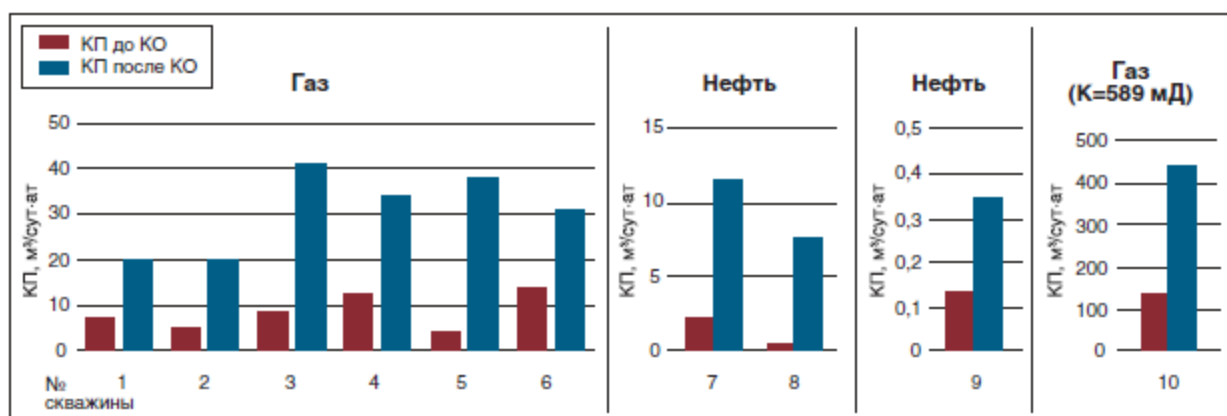


Рисунок 8 - Продуктивность скважин 1-10 до и после кислотных обработок

Исследования проводились на установившемся режиме с последующей записью кривых восстановления давления (КВД). Данный метод позволяет избежать неточности и неоднозначности полученных результатов для газовых скважин.

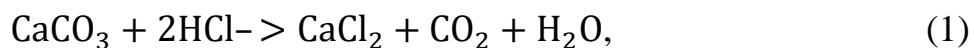
По результатам ГДИ приведенном на рисунке 8 коэффициент продуктивности на 3 нефтяных скважины увеличился в 12 раз, что соответствует увеличению дебита в 11,1 раза. Увеличение коэффициента по 7 обработанным газовым скважинам увеличился в 5 раз, средний дебит по газу вырос в 3,2 раза.

### 3.3.2 Растворение доломита соляной кислотной

Данные по кислотной стимуляции ГС в карбонатных коллекторах в основном рассматривают работы на известняках, а рифейские отложения ЮТМ представлены поглощающими низкотемпературными доломитами, иногда содержащие окремненные структуры. Для получения доминирующих «червоточин» в известняках необходимо увеличивать скорость закачки до оптимальной и понижать скорость растворения горной породы, иначе будет происходить поверхностное растворение горной породы. В низкотемпературных доломитах же наоборот необходимо увеличивать скорость растворения карбонатной породы, чтобы закачиваемая кислота успела

прореагировать до её поглощения в более удаленную зону кавернозности и трещиноватости и увеличивать объем кислоты в соответствии с уравнением реакции:

растворение известняка:



растворение доломита:

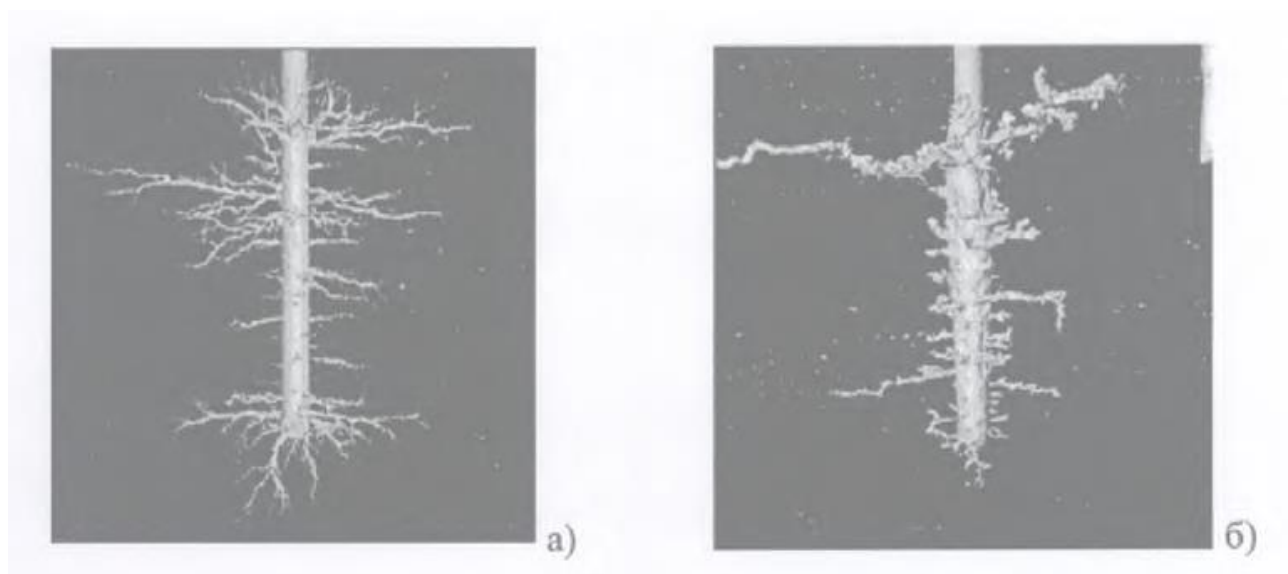


Рисунок 9 – Структура червоточин образованных при оптимальной (а) и низкой (б) скоростях закачивания

На рисунке 10 видно с одной стороны образование высококачественной структуры червоточины в блоке известняка, а с другой стороны широкие, толстые червоточины в блоке доломита, для достижения прорыва которого требуется почти в 10 раз больше объема кислоты.

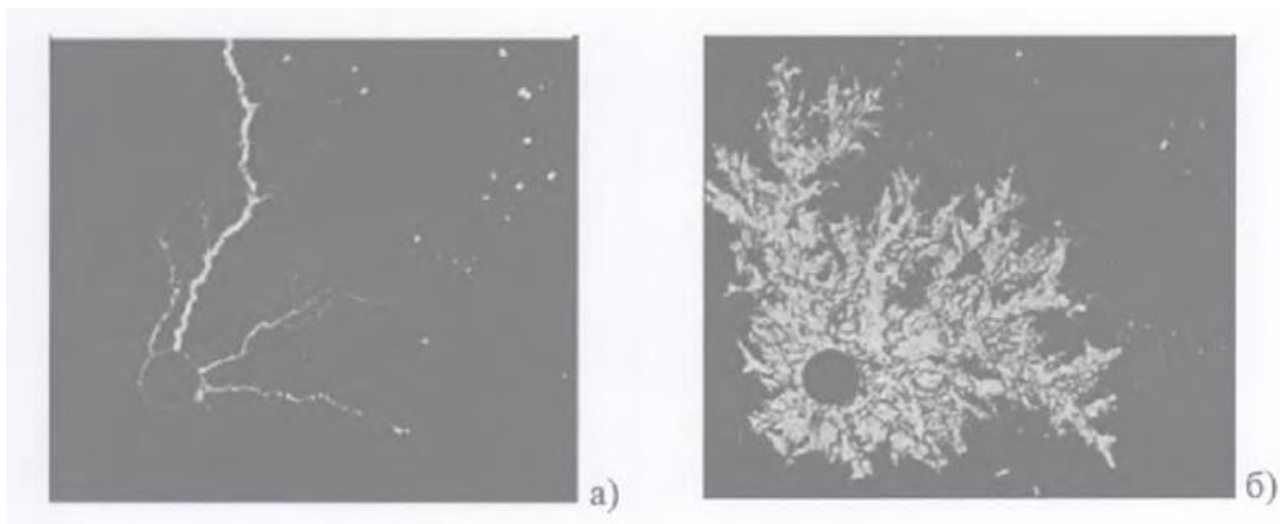


Рисунок 10 – Образование «червоточин» в известняке (а) и доломите (б)

Таким образом, для эффективной стимуляции скважин с открытым ГС необходимо применение поинтервальной кислотной обработки с использованием потокоотклонения в кислотных составах. При этом для известняков удельный вес расход соляной кислоты, содержащий 15% HCl, составляет от 12 до 600 галлонов/фут, что при пересчете в метрические единицы составляет от 0,15 до 2,27 м<sup>3</sup>/м. Для доломитов он должен быть в 2 раза больше.

В связи с этим необходимо применение повышенных объемов кислоты высокой концентрации для более эффективной стимуляции изкотемпературных рифейских отложений ЮТМ при не высоких скоростях закачивания, а также внедрение эффективных технологий потокоотклонения VDA и OilSEEKER для предотвращения утечек кислоты в зоны поглощения. В таблице 9 приведен расчет расходов технологических жидкостей для ГС ЮТМ в пресчете на среднюю эффективную длину ГС 1050 м.



Таблица 9 – Расход реагентов для горизонтальной скважины ЮТМ

| Назначение                                   | Тип жидкости                      | Удельный расход, м <sup>3</sup> /м | Общий объем жидкости на 1050 м эффективной длины ГС, м <sup>3</sup> |
|--|-----------------------------------|------------------------------------|---|
| Состав для стимуляции                        | 24% HCl                           | 1,4                                | 1470  |
| Состав для стимуляции с отклонением          | 24% HCl (вязкий кислотный состав) | 0,08                               | 84  |
| Продавочная жидкость                         | Техническая вода                  | -                                  | 80  |
| Продавочная жидкость для облегчения освоения | Газированная жидкость (70% азота) | 0,05                               | 53  |

Исходя из данных таблицы 9 видно, что расход кислот применяемых для обработки существенен.

### 3.3.3 Поинтервальные кислотные обработки

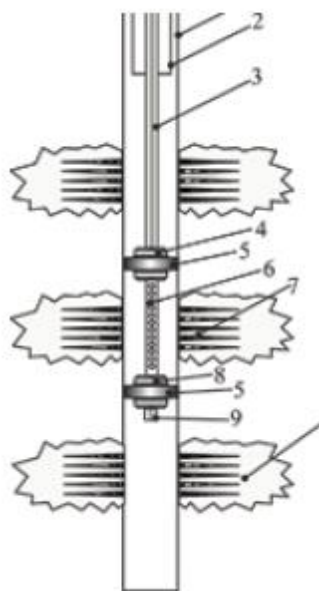
Способ поинтервальной кислотной обработки призабойной зоны пласта преимущественно горизонтальных скважин включает закачку в пласт тампонирующего состава на основе углеводородной эмульсии и последующую закачку кислоты, имеющую равную плотность с плотностью тампонирующего состава или отличающуюся не более чем на 5%.

Наиболее предпочтительными являются два вида поинтервальной обработки открытого ГС скважины:

- Применение специальных гидравлических пакеров, разобщающих обрабатываемый интервал пласта;
- Использование вязкоупругих составов, играющих роль разобщителя.

Технология поинтервальной обработки заданного горизонтального участка пласта с использованием гидравлических резиновых пакеров основывается на включении их в компоновку спускаемых в скважину НКТ. При закачке кислоты обработка пласта происходит через перфорированную трубу, расположенную между двумя пакерами.

Принципиальная схема селективной (поинтервальной) кислотной обработки ствола скважины с использованием гидравлических пакеров представлена на рисунке 11.



1 - эксплуатационная колонна; 2 - лифтовая колонна; 3 - ГНКТ; 4 - гидравлический надувной пакер; 5 - уплотнительный элемент пакера; 6 - перфорированная труба; 7 - обрабатываемый пласт; 8 - надувной пакер пробка; 9 - заглушка; 10 - необрабатываемый продуктивный пласт;

Рисунок 11 - Технологическая схема проведения поинтервальных ОПЗ

Особенности механического распределения зон воздействия являются:

- Не требуют глушения скважины;
- Обеспечивают высокий перепад давлений;
- Используются в обсаженных стволах;
- Требовательны к состоянию колонны и качеству цементного кольца;
- Необходимость точного контроля глубины;

- Ограничения по количеству циклов.

Когда эксплуатационная колонна или фильтр не зацементированы применение двухпакерной компоновки неэффективно, так как она не способна изолировать заколонное пространство. Для того чтобы изолировать это пространство возможно применение затрубного химического пакера (ЗХП). С его помощью достигается зональная изоляция. Для этого дополнительно используются устанавливаемые с помощью ГНКТ обычные пакеры и пробки.

Целью применения ЗХП является достижение полной круговой изоляции на относительно небольшом по длине интервале скважины. При этом пространство внутри эксплуатационной колонны остаётся свободным от постороннего материала, который может помешать притоку жидкости или прохождению приборов. Реагент заканчивается при помощи компоновки ГНКТ и сдвоенного пакера через небольшие прорезы в эксплуатационной колонне в виде гелевого вязко-упругого состава. Сразу после закачки раствор схватывается без усадки, приобретая прочность геля, что гарантирует равномерное заполнение заколонного пространства и хорошую изоляцию.

По второму варианту технологии поинтервальной (избирательной) обработки в скважину спускают колонну НКТ таким образом, чтобы башмак колонны находился на расстоянии 20-30 м от дальнего конца первого (начиная с забоя) выбранного участка горизонтального ствола, предназначенного для обработки.

Затем проводят закачку в горизонтальную часть ствола разделительной жидкости, обладающей низкой проницаемостью по отношению к продуктивному коллектору. В качестве такой жидкости может быть использована стабильная нефтекислотная эмульсия, вязкая дегазированная нефть, всякие растворы полимеров и других химических реагентов. Поднимают часть колонны НКТ и устанавливают башмак-центратор в дальний конец обрабатываемого интервала. Далее при открытой задвижке на затрубном пространстве закачивают в НКТ расчетный объем соляной кислоты, продавливают его обратной нефтекислотной эмульсией в горизонтальную часть

ствола до верхней границы обрабатываемого интервала. После закрытия задвижки на затрубном пространстве создают избыточное давление, достаточное для продавки кислотного раствора в пласт. Существующий во время ОПЗ перепад давления в затрубном пространстве способствует изоляции трещин пород в горизонтальном интервале, вдавливая в них разделительную высоковязкую жидкость. В такой же последовательности обрабатываются другие интервалы.

### **3.4 Технология стимуляции ГС**

#### **3.4.1 Технология безпакерной кислотной обработки**

Безпакерная кислотная обработка нефтяного пласта, вскрытого скважиной с ГС, включает спуск колонны труб до забоя, закачку по ним кислоты и продавку её в пласт. Отличающийся особенностью является то, что перед закачкой кислоты, горизонтальный участок ствола заполняют вязкой инертной к кислоте жидкостью, а кислоту закачивают в обрабатываемый интервал ГС для замещения ею указанной жидкости. При этом плотность кислоты должна быть равной плотности вязкой инертной к кислоте жидкости или отличаться не более чем на 5%.

По спущенным до забоя трубам 1 скважину заполняют вязкой инертной к кислоте жидкостью 2, изображенной на рисунке 12. Далее нижний конец колонны труб 3 располагают в расчетном интервале ствола 4. По трубам закачивают расчетный объем кислоты 5 при открытой затрубной задвижке 6. Кислота замещает (вытесняет) вязкую жидкость в расчетном интервале ствола. Затрубную задвижку закрывают и продолжают закачку кислоты в скважину. Происходит задавка кислоты из полости горизонтального ствола в пласт в расчетном интервале. Кислоту задавливают в пласт вязкой инертной к кислоте жидкостью, при этом весь ствол скважины заполняют этой жидкостью. Передвинув конец труб в другой интервал ствола, производят кислотную

обработку уже другого расчетного интервала и т.д. Таким образом, способ позволяет обработать весь горизонтальный ствол любой длины.

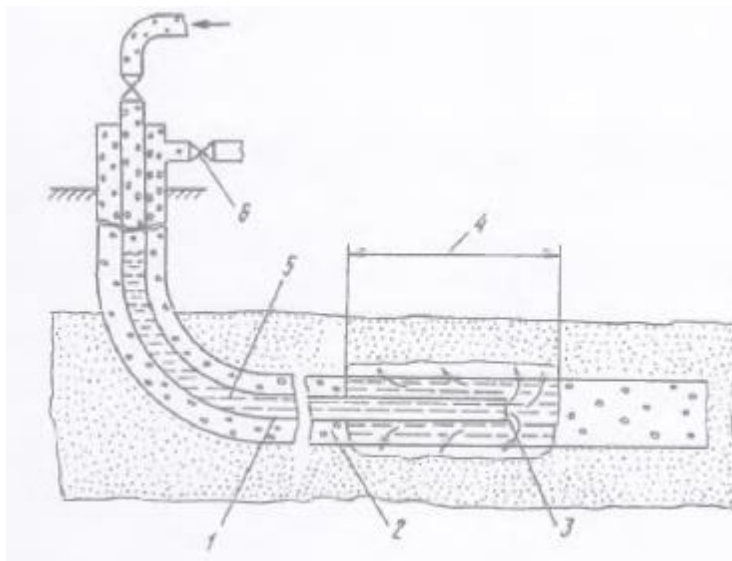


Рисунок 12 – Безпакерная технология селективной обработки ПЗП в ГС

### 3.4.2 Технология поинтервальной обработки призабойной зоны ГС

Поинтервальная обработка призабойной зоны горизонтальной скважины включает поинтервальную закачку через колонну НКТ в скважину раствора кислоты, продавку его в пласт, проведение технологической выдержки и свабирования. Отличается этот способ тем, что колонну НКТ размещают в обсаженной вертикальной части скважины, внутри колонны НКТ размещают безмуфтовую трубу колтюбинга и определяют зоны горизонтального необсаженного ствола скважины с различными нефтенасыщенностью и проницаемостью. Конец трубы колтюбинга размещают напротив зоны пласта с минимальными нефтенасыщенностью и проницаемостью, и закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты. Далее поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины и продавливают по колонне НКТ раствор кислоты в пласт. Затем размещают конец безмуфтовой трубы колтюбинга последовательно по зонам пласта с возрастающим нефтенасыщенностью и проницаемостью. Напротив каждой

зоны закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты и поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины, продавливая по колонне насосно-компрессорных труб раствор кислоты в пласт с расходом 3-4 м<sup>3</sup>/ч при давлении на устье скважины 1-3 МПа.

### **3.4.3 Технология поинтервальной обработки продуктивного пласта через открытый ГС**

Поинтервальная обработка продуктивного пласта через открытый ГС скважины включает спуск в скважину колонны труб с пакерами и клапаном на конце колонны, прокачку кислоты по колонне труб, перекрытие пакерами интервала обработки пласта и задавку в него под давлением кислоты. По всей длине прохождения открытого горизонтального ствола через продуктивный пласт путем проведения геофизических исследований определяют пористость, проницаемость и нефтенасыщенность пристволенной зоны. По этим зонам устанавливают интервалы с пониженной проницаемостью, оценивают степень кавернозности на их концах и диаметр ствола. В нижнюю часть колонны труб, перед спуском её в скважину, вводят трубную компоновку с управляемым через колонну труб гидравлическими пакерами на обоих концах компоновки и с радиальным сквозным калиброванным каналом в трубе компоновки, а в качестве клапана на конце трубной компоновки устанавливают кольцевое седло под запорный шар. Колонну труб с трубной компоновкой спускают в горизонтальный ствол скважины до забоя, при непосаженных пакерах и производят промывку горизонтального ствола скважины. Затем через колонну труб в скважину закачивают кислоту в объеме равном объему первого интервала обработки после чего в колонну труб сбрасывают запорный шар, запакеровывают с обоих концов первый от забоя интервал горизонтального ствола скважины с пониженной проницаемостью, задавливают кислоту в пласт и оставляют скважину на протекание реакции, затем оба пакера распакеровывают, путем проведения обратной промывки, удаляют продукты

реакции из ствола скважины и одновременно поднимают запорный шар на поверхность скважины, после чего колонну труб с трубной компоновкой путем приподнимания переводят в обратном от забоя направлении в зону второго от забоя намеченного к обработке интервала с пониженной проницаемостью, затем, как и при обработке первого интервала, начиная с операции промывки ствола скважины при непосаженных пакерах и заканчивая операцией удаления продуктов реакции с подъемом запорного шара на поверхность скважины, производят аналогичные операции в указанной выше последовательности, при этом перевод колонны труб с трубной компоновкой от одного интервала с пониженной проницаемостью к другому для их обработки производят также путем приподнимания колонны труб с трубной компоновкой.

### **3.5 Гидроразрыв пласта**

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. В образовавшиеся трещины нагнетают песок, чтобы после снятия давления трещина не сомкнулась. Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин может достигать нескольких десятков метров, ширина их 1 - 4 мм. После гидроразрыва пласта производительность скважины часто увеличивается в несколько раз.

#### **3.5.1 Технология проведения ГРП**

Технология ГРП состоит из следующих операций:

- промывки скважины;

- спуска в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
- обвязку и опрессовку на определение приемистости скважин закачкой жидкости;
- закачки жидкости разрыва для образования трещин;
- закачки жидкости — песконосителя;
- закачки жидкости для продавливания песка в трещины;
- демонтаж оборудования и пуск скважины в работу.

Принцип технологии заключается в нагнетании в скважину, при помощи насосных станций, по НКТ жидкости разрыва (геля), приготовленной на водяной или углеводородной основе (нефть, дизельное топливо). Давление, созданное жидкостью, разрывает породу пласта, в результате образуется трещина, которая постепенно увеличивается в размерах, за счет продолжающейся закачки жидкости. При получении трещины заданных размеров в высоковязкую жидкость начинает нагнетаться расклинивающий агент, называемый проппантом (искусственный песок с частицами шаровидной формы, изготовленный на основе бокситов). Проппant доставляется жидкостью разрыва в образованную трещину. Его цель закрепить трещину в раскрытом состоянии после завершения подачи жидкости разрыва пласта в скважину и снятия избыточного давления. Так как возникает новый, более обширный канал притока, который соединяет существующие ранее природные естественные трещины и образует дополнительную зону дренирования скважины. На завершающей стадии проппант оставшийся в скважине после заполнения трещины, продавливается гелем в пласт.

Следовательно, благодаря созданной трещины, закрепленной проппантом, увеличивается зона пласта, дренируемая скважиной, присоединяются не участвующие ранее в разработке участки залежи, возникает высокопроводящий проток для транспортирования нефти в скважину, что позволяет увеличить дебит добывающих скважины.

Для карбонатных коллекторов кроме проппанта может использоваться



кислотный состав.

При попадании соляной кислоты медленного действия в карбонатные отложения происходит реакция расщипления, образования солей, выделения воды и углекислого газа. Продукты реакции хорошо растворимы в воде и сравнительно легко удаляются из призабойной зоны при вызове притока и освоении. Технология применения ГРП в первую очередь основана на знании механизма возникновения и распространения трещин, что позволяет прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать ее параметры.

### **3.5.2 Анализ мероприятий ГРП**

Как показывает опыт разработки месторождений, для интенсификации притока на нефтенасыщенном объекте толщиной более 4 м, целесообразно производить гидроразрыв пласта. При этом проницаемость пласта должна быть более  $0,1 \text{ мкм}^2$ ; скважина - с большим радиусом загрязнения (скин- эффект более 5); длина трещины - более 50м. На объектах с проницаемостью менее  $0,03 \text{ мкм}^2$  целесообразно применение глубокопроникающего гидроразрыва в песчано-алевролитовой (низкопроницаемой) части разреза пласта, а также закачки водогазовой смеси и периодической очистки призабойной зоны пласта.

Гидроразрыв пласта выполняется при давлениях, достигающих 70—100 МПа и часто превосходящих разрешенные для обсадных колонн. Для защиты от высокого давления обсадных колонн в скважину опускают пакер с якорем на нижнем конце НКТ, устанавливающийся над кровлей обрабатываемого пласта. Гибкий элемент пакера (специальная резина) герметизирует затрубное пространство, в результате уплотнения за счет веса труб НКТ. Якорь предотвращает отклонение пакера под действием перепада давления над и под ним. За счет излишнего внутреннего давления плашки якоря расходятся и вжимаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны.

Пакеры и якоря предусмотрены на перепады давлений 30—50 МПа и имеют проходное сечение 36—72 мм в зависимости от их типа и внутреннего

диаметра обсадной колонны. Перед спуском пакера следует шаблонировать ствол скважины, чтобы избавиться от возможного заклинивания пакера и порчи его эластичного элемента в процессе спуска.

Жидкости для гидроразрыва пласта подразделяются на три категории: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость. Рабочие жидкости для ГРП приготавливают на нефтяной или водной основе. Жидкости для гидроразрыва пласта должны:

- не снижать ФЕС пласта ;
- не взаимодействовать с глинистыми компонентами пород пласта и вызывать набухание;
- не образовывать осадки и эмульсий с флюидами;
- быть легкодоступна и экономична;
- не содержать механические примеси;
- слабо фильтроваться через поверхности образованных трещин;
- обладать хорошей несущей или удерживающей способностью по отношению к частицам расклинивающего материала (жидкость-носитель);
- быть стабильны, то есть продолжительность времени, в течении которого жидкость остается в гелеобразном состоянии после взаимодействия ее молекул.

Жидкость разрыва пласта должна хорошо проникать в пласт и в природно-существующие в нем трещины. В основном, около 90 % операций ГРП, используют жидкости на водной основе (вода, растворы полимеров, кислотные растворы, мицеллярные растворы). Жидкости разрыва на водной основе имеют ряд преимуществ над жидкостью на нефтяной основе:

- экономичнее;
- дают больший гидростатический эффект;
- не взрывоопасны;
- доступны;
- легко контролируется и загущается.

Для предупреждения набухания глин (стабилизации глин) в воду

добавляют поверхностно-активные вещества, органические полимеры, хлористый аммоний и др.

Ранее широко применялись высоковязкие жидкости на углеводородной основе (нефть, загущенная мазутом, битумом, асфальтитом; дизельное топливо) и эмульсионные жидкости (гидрофобные и гидрофильные водонефтяные, нефтекислотные, кислотно-керосиновые). Основной недостаток применения жидкостей на нефтяной основе это пожаровзрывоопасность, также одним из недостатков считается сложность приготовления, так как требует большого технического и качественного контроля.

Из теоретических соображений принято считать, что при закачке фильтрующейся жидкости вероятность образования горизонтальной трещины больше, чем вертикальной. Если в пласте уже имеются трещины, то независимо от фильтруемости жидкости происходит их раскрытие или расширение.

О происшедшем разрыве пород можно судить по нескольким критериям: первый - резкое уменьшение устьевого давления закачки во времени при постоянном расходе жидкости (образование новых трещин); второй - увеличение расхода жидкости разрыва непропорционально росту давления (раскрытие имеющихся трещин); третий - резкое увеличение отношения расхода жидкости разрыва к создаваемой репрессии (коэффициент поглотительной способности) или к устьевому давлению закачки (условный коэффициент).

Существует несколько видов проведения ГРП по технологическим схемам: однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП.

Однократный ГРП – задействованы все перфорированные пласты одновременно, при направленном – задействованы лишь выбранные пласты или пропластки (интервал), имеющий, низкую продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется последовательно воздействие на выбранных пластах или пропластках. Участки образования трещин при направленном и многократном гидроразрывах устанавливаются с помощью ввода временно блокирующих материалов (эластичных шариков диаметром 12

- 18 мм, зернистого нефтерастворимого нафталина и т. п.), применением пакеров, заполнение низа скважин песком, предварительной гидropескоструйной перфорацией и др. Во всяком случае надежность этих работ не высока.

Применение ГРП в наклонно направленных скважинах редко гарантирует эффективность разработки. Поэтому одним из способов сохранения рентабельных уровней добычи является использование новых систем заканчивания скважин, включая горизонтальные скважины с многостадийным ГРП. МГРП - последовательное проведение гидроразрыва пласта в одной скважине. Имеется несколько видов МГРП. Первый из них, так называемая общая технология, представляет из себя спуск в скважину специальной насадки, которая при продвижении в цементированной области с помощью закачки проппанта проводит разрыв пласта, создавая трещины в нефтенасыщенном коллекторе и таким образом интенсифицируя приток нефти. Второй метод подразумевает, что во время процесса в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «сажаясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Следовательно, в конце каждой стадии гидроразрыва опущенный в скважину шар блокирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что дает сформировать запланированное число трещин. Третий метод, ГРП с применением пакеров, который разобщает ствол скважины на определенные участки. Благодаря таким технологиям мы можем поддерживать рентабельный уровень добычи нефти.

Дизайн технологии ГРП зависит преимущественно от вида воздействия на пласт, исходя из определенных условий выбирают технологическую схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающие агенты. Объем продажной жидкости равен объему обсадной колонны и труб, по которым осуществляется закачка жидкости-песконосителя в пласт. Минимальный расход закачки

жидкости должен составлять 2 м<sup>3</sup>/мин. Обычно при однократном ГРП, принимают 5—10 т песка, но при массивной закачке его количество увеличивается до нескольких десятков тонн. Концентрацию песка в носителе рассчитывают в зависимости от ее задерживающей способности. При использовании воды концентрация составляет около 40—50 кг/м<sup>3</sup>. Количество жидкости-песконосителя рассчитывают по количеству концентрации песка.

ГРП позволяет решать следующие задачи:

- повышение продуктивности (приемистости) скважины, путем расширения зоны дренирования скважины, особенно в пластах, обладающих низкой проницаемостью;
- увеличение добычи нефти из скважин с сильно загрязненной призабойной зоной за счет создания трещин;
- обеспечение гидродинамической связью скважины с системой естественных трещин пласта;
- введение в разработку низкопроницаемых залежей и перевод забалансовых запасов в промышленные;
- введение в разработку неоднородных и сложных по своему строению пластов;
- интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и др.

#### **4 Безопасность и экологичность**

Освоение, эксплуатация и ремонт нефтяных скважин на месторождениях сопровождаются комплексным воздействием технических сооружений и технологических процессов на природную среду. В зону их прямого или косвенного воздействия попадают все компоненты природных комплексов.

Нефтедобыча является особо опасным видом деятельности, поэтому безопасности персонала здесь уделяется большое внимание. Поскольку все

технологические процессы на предприятиях ТЭК связаны с воздействием опасных и вредных факторов, необходимо соблюдать все требования производственной безопасности, охраны труда и защиты окружающей среды.

#### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Процесс поинтервальной соляно-кислотной обработки с применением гибкой НКТ происходит на открытой производственной площадке, все необходимое оборудование находится на расстоянии 10 м от устья скважины.

Во время проведения СКО с применением ГНКТ на людей, экологические системы и инженерно-технический комплекс предприятия негативное действие оказывают:

- физические факторы (ударные волны и осколочные поля, тепловые и световые излучения, электрический ток, электрические и магнитные поля, движущиеся машины, механизмы и части оборудования, виброакустические факторы – шум, вибрация, ионизирующие излучения ит.д.);
- химические факторы (действие вредных веществ, распространившихся в воздухе, водной среде или на поверхности земли, рабочих площадок и помещений);
- биологические факторы (действие патогенных микроорганизмов и токсинов);
- психофизиологические факторы (физические и нервно-психические перегрузки человеческого организма).

Основным источником опасности на данном предприятии, являются: сосуды, работающие под давлением; содержащиеся в атмосфере сероводород, токсические химреагенты (кислота, щелочь); вращающиеся детали различных механизмов; электроустановки, находящиеся под высоким напряжением; возгорания, взрывы и пожары оборудования, газов.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс

профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [12].

Для ЮТМ характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- взрывы паровоздушных смесей, образующихся в результате утечки газа или легких фракций нефти; крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка;
- разливы на больших площадях нефти.

## **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Эвенкийский район Красноярского края относится к климатическому региону Iб (IV). [12] Годовое количество осадков – около 400 мм. Лето умеренно теплое (+17-26°C), а зима холодная (-15-45°C) с устойчивым многомесячным снежным покровом. Ветры относительно слабы 2-5 м/с.

Средние месячные температуры января составляют минус 34-38°C. Морозы длятся 240-275 дней. Значительная часть территории района относится к районам распространения вечной мерзлоты. Территория района входит в абсолютно дискомфортную и экстремально дискомфортную зоны [12].

Запрещается производить закачку кислоты при силе ветра более 12 м/с, при тумане и в темное время суток.

Работы выполняются на открытом пространстве.

Рабочая площадка у устья скважины должна иметь размер не менее 4х6 м при оборудовании скважины. Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Приборы систем

отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С [16].

#### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта нефтяного или газового месторождения устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным нормам.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода до концентраций 30 мг/м<sup>3</sup>. [8]

При использовании агрегатов по ремонту скважин для текущего и капитального ремонтов освещенность рабочих мест должна быть не менее:

- устье скважины – 100лк;
- лебедка – 75лк;
- талевый блок – 30лк;
- люлька верхового рабочего – 25лк;
- приемные мостки – 10лк;
- автоматы – 15лк;
- шкалы КИП – 50лк. [18]

На производственных объектах должны быть санитарно-бытовые помещения для обслуживающего персонала согласно санитарным нормам. В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, места для размещения устройств питьевого водоснабжения, помещения для обогрева или охлаждения, обработки, хранения и выдачи спецодежды [19].

В помещении следует иметь бачок с питьевой водой, аптечку с полным



набором медикаментов первой помощи, носилки и мебель.

Работы должны выполняться в очках и в спецодежде, стойких к воздействию химреагентов, и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислот и т.д.) должен быть:

- аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;
- запас чистой пресной воды;
- нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин) [8].

В таблице 11 представлены требования к производственному освещению [21].

Таблица 11 – Требования к производственному освещению

| Характеристики  | Оборудование, значения              |
|---|-------------------------------------|
| Виды рабочего искусственного освещения:<br>источники света              | Лампа накаливания                   |
| Освещенность, лк, норма/факт  | 20/20                               |
| Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк<br>на путях эвакуации, лк | 20 20                               |
| Источники питания аварийного освещения                                  | Аккумуляторная батарея              |
| Исполнение светильников   | газо-защищенноеи взрывогАЗОЗАЩИТНОЕ |
| Мощность светильников, Вт   | 200, 250, 400                       |
| Количество светильников   | 3                                   |
| Источники шума  | газопровод, ПАЭС-2500               |
| Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт<br>Источники вибрации            | 80/76                               |
|   | ПАЭС-2500                           |
| Нормируемые параметры, дБ, норма/факт                                   | 81/80                               |

#### 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Растворы соляной кислоты, содержащие более 25% хлористого водорода, «дымят» на воздухе вследствие образования тумана от соединения, выделяющегося из кислоты хлористого водорода с влагой, содержащейся в воздухе. Частицы тумана, представляющие собой соляную кислоту, попадают в легкие человека при дыхании, раздражают дыхательные пути и могут вызвать отравление.

Соляная кислота, попадая на незащищенные части тела человека, вызывает ожоги.

В таблице 12 приведены ПДК опасных и вредных веществ, применяемых на нефтедобывающих предприятиях [5].

Таблица 12 – Вредные и опасные вещества, применяемые при добыче нефти

| № | Вещество                 | ПДК, среднесуточный, мг/м <sup>3</sup> | Класс опасности | Характер воздействия на человека                  | Температура, °С |                   | НКПР, ВКПР, % об. |
|---|--------------------------|--|-----------------|---|-----------------|-------------------|-------------------|
|   |                          |  |                 |   | вспышки         | Самовоспламенения |                   |
| 1 | Органические газы и пары | 300                                    | 4               | Вызывают неустойчивость нервной системы, зуд кожи | 17-44           | 255-450           | 1,3/6,5           |
| 2 | Ингибитор АСПО Флек-ИН,  | 5                                      | 3               | Отравление  | 6               | 440               | 6,98/34,7         |
| 3 | Сероводород              | 10                                     | 2               | Отравление  | -               | 260               | 4/46              |
| 4 | Угарный газ              | 20                                     | 4               | Удушье, головокружение                            | -               | 610               | 12,5/74           |

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий и других сооружений, а также оборудования и материалов, находящихся в них, от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии должна устраиваться молниезащита [20].

Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств

грозозащиты.

Для борьбы с проявлениями вторичных молний, а также статического электричества, технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Допускается использование заземляющих устройств электроустановок.

Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

В качестве заземляющих проводников может применяться сталь: круглая, полосовая, угловая или другого профиля.

При установке электродвигателя на заземленной раме станка-качалки и обеспечении надежного контакта между ними дополнительного заземления не требуется.

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Класс пожароопасности кустовой площадки соответствует В-1А, т.к. на ней установлена АГЗУ [22].

Характеристика нефти представлена в таблице 13 [13].

Таблица 13 – Характеристика нефти

| Наименование | Концентрация, мл | Температура вспышки, °С | Температура горения, °С | Температура самовоспламенения °С |
|--------------|------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| Сырая нефть  | 80               | От -35 до 36            | 1100                    | 120                              |

Возможные причины и источники возникновения пожара: искры от электрооборудования и электросетей, утечки природного газа, разгерметизация оборудования или емкости, в которых находятся горючие и рабочие жидкости.

Электрические машины, оборудование, приборы и т.п., применяемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны отвечать требованиям ПУЭ [15].

Во взрывоопасных помещениях телефонный аппарат и сигнальное устройство к нему должны быть во взрывобезопасном исполнении, соответствующим категории зданий и помещений по взрывоопасности согласно ПУЭ [15].

Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, не должна быть более 45°C внутри помещений и 60°C – на наружных установках [13].

Для обеспечения противопожарной защиты предусмотрены два резервуара раствора пенообразователя  $V = 32 \text{ м}^3$  каждый. Открытые технологические площадки предусматривается тушить пеной из резервуара с помощью мотопомпы ММ-27/100.

В технологических насосных блоках предусмотрено автоматическое тушение пожара с помощью генераторов огнетушащего аэрозоля ГОА 40-70. Генераторы размещаются в защитном помещении и срабатывают при повышении температуры до 150°C.

#### **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Возможные аварийные и чрезвычайные ситуации при СКО скважин с применением ГНКТ:

- газонефтеводопроявление (ГНВП);
- утечка рабочих (вредных) жидкостей;
- признаки сероводорода в воздухе.

Для исключения указанных ситуаций необходимо постоянно контролировать параметры газовой среды.

При обнаружении негерметичности трубопроводов, фонтанной арматуры и ГНКТ в процессе ремонта скважины:

- остановить закачку технологической жидкости;
- убедиться, что давление в трубопроводах снижено до атмосферного (кроме ГНКТ при его нахождении в скважине), убедиться в отсутствии признаков сероводорода;

- устранить негерметичность.

Списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, необходимых для ликвидации аварий, находятся в аварийных шкафах (помещениях), с указанием их количества и основной характеристики.

Индивидуальные средства защиты включают:

- каску;
- специальные сапоги или ботинки с жестким подноском;
- защитные очки;
- средства защиты слуха;
- непромокаемый костюм;
- комбинезон;
- непромокаемые перчатки или рукавицы [13].

При необходимости следует использовать средства защиты органов дыхания.

При работе на кусте все защитные средства должны быть надеты, а при работе около блендера необходимы еще и дополнительные средства (респиратор).

Руководитель работ (объекта) или ответственный исполнитель должен подать сигнал тревоги и оповестить вышестоящие организации.

Дальнейшие работы по ликвидации аварии проводятся специально подготовленным персоналом с привлечением рабочих бригады и специалистов

Бригады, вахты, работающие в санитарно-защитной зоне, должны быть обеспечены надежной двусторонней телефонной или радиосвязью (с постоянным вызовом) с диспетчером предприятия, работающие непосредственно на газоопасном объекте – дополнительной независимой связью с дежурным противодонной службы, транспортной организации.

При возникновении в блоке пожара необходимо покинуть помещение, закрыть все двери и включить кнопкой, расположенной у входной двери, систему автоматического пожаротушения.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противofонтанной службы (противofонтанной военизированной части) и пожарных подразделений по специальным планам, разработанным штабом, создаваемым пользователем недр.

#### **4.7 Экологичность проекта**

В процессе добычи нефти непрерывное загрязнение окружающей среды вызвано утечками углеводородов в почву, воду и атмосферу через неплотности во фланцевых соединениях ГЗУ и ДНС, в устьевых сальниках скважин, порывами трубопроводов, при ремонтных работах.

Газообразные и жидкие вещества выбрасываются в 43 раза больше, чем твердые, что объясняется составом добываемого сырья. Основу добываемого сырья составляет нефть.

На установках подготовки нефти и газа накапливаются также твердые и жидкие отходы. Для сокращения их количеств рекомендуются следующие мероприятия:

- заменить нерегенерируемые реагенты на регенерируемые;
- выпаривать сульфатные стоки с получением сульфата натрия;
- сжигать твердые и жидкие продукты с получением электроэнергии;
- применять сухую обработку территории завода.

С целью исключения загрязнения окружающей среды при аварийных ситуациях на одиночных скважинах и кустах скважин предусматривается:

- сбор загрязненных стоков, при ремонте скважин с применением инвентарных поддонов и емкостей;
- установка устьевого сальника высокого давления;

- железобетонная дренажная емкость для приема выбросов с предохранительных клапанов ГЗУ;
- автоматическое отключение скважин в случае порыва выкидного трубопровода

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены методы интенсификации горизонтальных скважин на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. Представлены эффективные методы интенсификации: гидравлический разрыв пласта и различные виды СКО призабойной зоны пласта.

Так как особенностью ЮТМ является наличие достаточно большого количество субвертикальных трещин по всей площади коллектора, применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации ГС скважин не будет столь эффективно. В результате его применения будет происходить раскрытие уже имеющихся трещин и создание новых, что приведет к увеличению проницаемости по высокопроницаемым трещинам и в свою очередь увеличит вероятность прорыва по ним к добывающей скважине подошвенной воды и газа из газовой шапки, что только ухудшит условия эксплуатации.

Интенсификация горизонтального ствола поинтервальной закачкой соляной кислоты с применением систем VDA и OilSEEKER позволит более равномерно распределить приток нефти по всему интервалу, поддерживая темп добычи нефти в течении длительного периода времени. Ключевым критерием выбора технологии ОПЗ (способа закачки) является система заканчивания скважин горизонтальным стволом. Базовым способом проведения ОПЗ в ГС являются поинтервальные обработки при выделении зон кольматации и типа кольматанта. С целью точечного воздействия на сложные участки ГС необходимо применять ГНКТ.

На основании приведенного анализа опыта кислотной стимуляции ГС в карбонатных коллекторах можно сделать следующие рекомендации по селективной обработке для объектов ЮТМ НГКМ. Для эффективного размещения кислотного состава необходимо провести комплекс геофизических исследований по определению профилей притока, зон кавернозности и



трещиноватости, в том числе характеризующихся предполагаемыми водогазопроявлениями.

Рекомендации по составу кислоты. Кислотный состав должен иметь концентрацию соляной кислоты 20-24% и содержать ингибитор коррозии и модификаторы, обеспечивающие совместимость с пластовыми флюидами. Также могут быть рекомендованы самоотклоняющиеся кислотные композиции, но обязательно в комплексе с солянокислотными составами. Время технологического отстоя на реакцию должно быть 24 часа. Такой длительный период обусловлен низкой скоростью растворения доломита при существующей низкой пластовой температуре.

Основные преимущества технологии:

- одна спускоподъемная операция;
- возможность многоцикловых закачек;
- низкие риски прихвата оборудования в ГС;
- обработка низкопроницаемых зон за счет самоотклоняющихся жидкостей.

Основные недостатки:

- неуправляемая селективность и адресность закачки реагентов
- невозможно промыть ГС от песка.

Освоение должно проводиться в объеме не менее 2-кратного объема закачанной жидкости.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГРП – гидроразрыв пласта;  
МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;  
НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
ВНК – водонефтяной контакт;  
АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;  
ПЗП – призабойная зона пласта;  
СКО – соляно-кислотная обработка;  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;  
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;  
ГЗУ – групповая замерная установка;  
ДНС – дожимная насосная станция;  
АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;  
ПДК – предельно допустимая концентрация;  
ОПЗ – обработка призабойной зоны;  
ЛЭП – линии электропередач;  
ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба;  
ГС – горизонтальный ствол;  
ЗХП – затрубный химический пакер;  
КИН – коэффициент извлечения нефти;  
ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение;  
ГДИ – гидродинамические исследования;  
КВД – кривая восстановления давления.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Багринцева К. И. Атлас коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской платформы / К.И. Багринцева, А. Дмитриевский, Р. Бочко. – М. 2003.264
2. Багринцева К. И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М. 1999. РГГУ (II). 285с.
3. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.1976. - СССР 5стр.
4. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. ВЗАМЕН ГОСТ 12.4.011-87. – Введ. 01.07.1990г. – Москва : ФГУП ЦПП, 1990 - 15с.
5. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». – Введ. 30.04.2009. – Москва : Стандартинформ, 2009. - 44с.
6. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1982. – Москва : Стандартинформ, 2001. – 12с.
7. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 28.06.1976. – Москва : Стандартинформ, 2002. – 36с.
8. «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при обработке скважин кислотами». Москва, 2008
9. Киркинская В. Н. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, В.М. Смехов. – Л.: Недра, 1981. 255с.
10. Кисловец Р. М. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Р. М. Кисловец, В. П. Митрофанов, В.В. Тереньтьев. — Пермь: ПермНИПИнефть – 1996г.
11. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского

лицензионного участка). ОАО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Красноярск, 2003г.

12. Мусияченко Е.В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон.дан. - Красноярск :Сиб. федер. ун-т,2016

13. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности,2013

14. Правила пожарной безопасности в РФ. ППБ01-03

15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание. М.: НЦ ЭНАС, 2003

16. Рябченко В.Н. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. ООО "Славнефт-Красноярскнефтегаз" / В.Н. Рядченко, Н.А. Зоценко. — Красноярск, Россия, 2011. 31с.

17. СНиП 41 -01 -2003 Отопление, вентиляция икондиционирование. – Взамен СНиП 2.04.05-91 ; введ. 01.01.2004. – Москва : ФГУП ЦПП, 2004. – 88с.

18. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 27.06.1979. – СССР : Стройиздат, 1980. – 48с.

19. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. - Взамен главы СНиП II-92-76 ; введ.01.01.1989. – Москва : Стандартиформ 2002. – 54с.

20. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленныхкоммуникаций». – Введ. 30.06.2003. – Москва : Стандартиформ, 2003. – 31с.

21. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. – Введ. 27.12.2010. – Москва, 2011. – 68с.

22. СП 2.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты. – Введ. 25.03.2009. – Москва, 2009. – 18с.

23. Уточненный проект эксплуатации опытного участка Юрубченского

месторождения. Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» по договору 9043. г. Самара, 1995г.

24. Щуров В.И. “Технология и техника добычи нефти”, М: «Недра», 1983г.